

REPOWERING VERSUS EXTENSÃO DA VIDA ÚTIL DOS AEROGERADORES EM PORTUGAL

LILIANA PATRÍCIA GONÇALVES ALVES
novembro de 2017

REPOWERING VERSUS EXTENSÃO DA VIDA ÚTIL DOS AEROGERADORES EM PORTUGAL

Liliana Patrícia Gonçalves Alves

Dissertação de Mestrado realizada no âmbito do
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistema Elétricos de Energia

Orientador: Prof. Doutor Custódio Pais Dias, ISEP

Coorientador: Eng. Jorge Ferreira, ENERCON

2017

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidata: Liliana Patrícia Gonçalves Alves, Nº 1150020, 1150020@isep.ipp.pt
Orientação científica: Custódio Pais Dias, cpd@isep.ipp.pt

Empresa: EWG, Parques Eólicos – Assistência Técnica Lda.

Supervisão: Jorge Ferreira, jorge.ferreira@enercon.de

*“Sem a educação do nosso pensamento e a crença da alma no esforço e dedicação,
A educação da sociedade é mera manipulação.”*

Sílvia Barroso

AGRADECIMENTOS

Sem me alongar muito, expresso o meu sincero agradecimento a todos aqueles que fizeram parte deste projeto:

Ao Engenheiro Custódio Dias por estes meses de orientação e dedicação que me permitiu terminar esta etapa, muito obrigada pelo profissionalismo e pela total disponibilidade que sempre revelou para comigo.

Ao Engenheiro Jorge Ferreira pela oportunidade de me deixar ingressar num dos maiores fabricantes de aerogeradores do mundo. Agradeço a confiança depositada em mim desde o início e o estímulo para a concretização desta tese. Sem as suas linhas de orientação seria difícil continuar.

A todo o corpo docente do mestrado em Sistemas Elétricos de Energia do Instituto Superior de Engenharia do Porto, pelos conhecimentos transmitidos no decorrer destes dois anos.

A toda a equipa da EWG Portugal, pelo acolhimento e cooperação em assuntos mais técnicos. Um especial agradecimento à melhor equipa, CRM, por toda a boa vontade e inspiração.

À minha entidade patronal, IEP, particularmente à minha equipa, pela compreensão nesta fase mais exigente.

A todos os amigos e colegas pelo companheirismo e ânimo.

Ao João, pela compreensão, ajuda e incentivo. Foste o melhor destes dois anos.

Aos meus pais, em especial à minha Niques, todas as palavras do mundo não chegam para definir o quanto te amo. À minha Tátá e ao meu Ziu, a eles dedico este trabalho.

RESUMO

Portugal é um país rico em recursos endógenos e o seu aproveitamento para produção de energia elétrica é evidente. O nível de eolicidade em Portugal torna o recurso eólico um dos principais impulsionadores da produção de energia elétrica. Cerca de 24% da demanda de energia elétrica [1] foi respondida através do *Mix* de energias renováveis e a tendência é tornar o país cada vez mais independente do setor dos combustíveis fósseis de modo a promover o equilíbrio relacionado com a temperatura terrestre e as emissões de gases poluentes para a atmosfera. A energia eólica tem um potencial instalado de mais de 5 GW, tecnologia essa implementada em 2006, consequência do maior consórcio eólico formado em Portugal, ENEOP. Toda a tecnologia instalada nesse ano estará a completar os 20 anos de vida útil garantidos pelo fabricante daqui a nove anos, o que leva a questionar qual o futuro da energia eólica em Portugal. Durante 20 anos a turbina eólica está sujeita a desgaste elétrico e mecânico e apesar das manutenções efetuadas, os fabricantes recomendam a substituição das turbinas eólicas ao final do término do tempo de vida. Como em todos os equipamentos, é necessário rever as condições de segurança e atividade sem colocar em risco os intervenientes e a “poluição” na rede elétrica. Assim sendo, restam três opções para a continuidade da produção elétrica através energia eólica em Portugal, o *repowering*, a extensão da vida útil do aerogerador ou o desmantelamento definitivo do parque eólico.

Palavras-Chave

Energias renováveis, energia eólica, rede elétrica, turbinas eólicas, *repowering*, extensão da vida útil, desmantelamento.

ABSTRACT

Portugal is a country rich in endogenous resources and its use to produce electricity is evident. The level of eolicity in Portugal makes the wind resource one of the main drivers of electricity production. About 24% of electricity demand [1] has been answered through the Renewable Energy Mix and the trend is to make the country increasingly independent from fossil fuels in order to promote equilibrium related to temperature and gas emissions into the atmosphere, which is both aimed at. Wind power has an installed potential of more than 5 GW. This is a technology implemented in 2006 thanks to the largest wind consortium formed in Portugal, ENEOP. All the technology installed this year will be completing the manufacturer's 20 years of service life within seven years, which leads to questioning the future of wind energy in Portugal. For 20 years the wind turbine is subject to electrical and mechanical wear and despite the maintenances made, the manufacturers recommend the replacement of the wind turbines at the end of its life time. As in all the equipment, it is necessary to review the safety conditions and activity without endangering stakeholders and the electrical grid. Thus, there are three options for the continuity of wind power in Portugal, Repowering, Extension of the life time of the wind turbine or the definitive dismantling of the wind farm.

Keywords

Renewable energies, wind power, electricity grid, wind turbines, repowering, extension of service life, dismantling.

ÍNDICE

1.	INTRODUÇÃO	1
1.1	OBJETIVOS	2
1.2	ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO.....	3
2.	ENERGIA EÓLICA.....	5
2.1	CONTEXTUALIZAÇÃO.....	5
2.2	EOLICIDADE EM PORTUGAL	5
2.3	POTÊNCIA INSTALADA	7
2.4	PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE RENOVÁVEL.....	8
2.5	PRINCIPAIS FABRICANTES DE AEROGERADORES EM PORTUGAL	9
2.6	PRINCIPAIS PROMOTORES DE ENERGIA EÓLICA EM PORTUGAL.....	10
2.7	ENERGIA EÓLICA OFFSHORE EM PORTUGAL	10
3.	EVOLUÇÃO DA ENERGIA EÓLICA	12
3.1	PORTUGAL 2020	12
3.2	ESTÍMULOS FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL – FER	14
3.3	MERCADO DA ENERGIA ELÉTRICA.....	15
3.4	ELETRICIDADE PRE	16
3.5	TARIFAS BONIFICADAS.....	17
4.	TURBINA EÓLICA – CONSTITUIÇÃO E DIMENSIONAMENTO	19
4.1	ORIGEM DO VENTO.....	19
4.2	CARACTERÍSTICAS DO ESCOAMENTO	19
4.2.1	CARACTERÍSTICAS DO REGIME DOS VENTOS DO LOCAL	20
4.2.2	TURBULÊNCIA	22
4.2.3	OROGRAFIA	23
4.2.4	RUGOSIDADE DO TERRENO	23
4.3	CONSTITUIÇÃO DE UMA TURBINA EÓLICA ENERCON	24
4.3.1	ROTOR	25
4.3.2	CARACTERÍSTICAS DAS PÁS ENERCON	25
4.3.3	FUNDAÇÃO	28
4.3.4	TORRES.....	29
4.3.5	GERADOR SÍNCRONO.....	30
4.3.6	VANTAGENS DO GERADOR EM ANEL WOBLEN/ENERCON.....	31
4.3.7	ESTATOR E ROTOR.....	31
4.3.8	COMPORTAMENTO TÉRMICO.....	33
5.	QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA.....	34

5.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	34
5.2	FREQUÊNCIA.....	35
5.3	VARIAÇÕES NA TENSÃO	35
5.4	TREMULAÇÃO (FLICKER).....	36
5.5	CAVAS DE TENSÃO	37
6.	REPOWERING VS EXTENSÃO DA VIDA ÚTIL	41
6.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	41
6.2	ATUALIDADE	43
6.3	REPOWERING	44
6.3.1	POLITICAS DE INCENTIVO AO REPOWERING	46
6.3.2	BENEFÍCIOS DO REPOWERING	47
6.4	EXTENSÃO DE VIDA ÚTIL	47
6.4.1	METODOLOGIA A ADOTAR.....	48
6.4.2	AVALIAÇÃO “ON SITE ASSESSMENT”	50
6.4.3	CERTIFICAÇÃO	53
6.4.4	TORRE E FUNDAÇÃO PARA PROLONGAMENTO DE VIDA ÚTIL	53
7.	CONCLUSÕES	55
7.1	TRABALHOS FUTUROS	58
	REFERÊNCIAS.....	59
	ANEXO I – REGIME REMUNERATÓRIO.....	67
	ANEXO II – DL N.º50/2005.....	70
	ANEXO III – TABELAS PARA ANÁLISE DE DADOS	71
	ANEXO IV - METODOLOGIA PARA EXTENSÃO DE VIDA ÚTIL	79
	ANEXO V – COMPONENTES A ANALISAR PARA EXTENSÃO DE VIDA ÚTIL DE UM AEROGERADOR	87
	ANEXO VI – PRINCIPAIS ENSAIOS NÃO DESTRUTIVOS	92
	ANEXO VII – METODOLOGIA PARA OBTER O CERTIFICADO	95

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2-1 - TOTAL DE ENERGIA EÓLICA NO MUNDO [1].	7
FIGURA 2-2 - TOTAL DE POTÊNCIA ACUMULADA EM 2016 [1].	7
FIGURA 2-3 - CAPACIDADE EÓLICA INSTALADA NA EUROPA [4].	8
FIGURA 2-4 – POTÊNCIA INSTALADA ENTRE 2000 E 2016 DAS DIVERSAS TECNOLOGIAS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA [5].	9
FIGURA 2-5 - PRINCIPAIS FABRICANTES EM PORTUGAL [4].	9
FIGURA 2-6 - PRINCIPAIS PROMOTORES EÓLICOS EM PORTUGAL [4].	10
FIGURA 2-7 - MONTAGEM DA PLATAFORMA [7].	11
FIGURA 3-1 - PRODUÇÃO ELÉTRICA RENOVÁVEL EM 2016 [16].	16
FIGURA 4-1 - REPRESENTAÇÃO DE PORTUGAL CONTINENTAL NO ATLAS EUROPEU DO VENTO [22].	20
FIGURA 4-2 - GRÁFICO DA DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL [24].	21
FIGURA 4-3 - PRINCIPAIS COMPONENTES DO MODELO E-82 [29].	24
FIGURA 4-4 - CONSTITUIÇÃO GERAL DE UMA PÁ DE UM AEROGERADOR [31].	25
FIGURA 4-5 - CURVA DE POTÊNCIA DE UM AEROGERADOR E-82 [29].	26
FIGURA 4-6 - PÁS COM LÂMINA EM FORMA DE SERRA [34].	27
FIGURA 4-7 – ELEMENTO AERODINÂMICO NUM MODELO DE PÁ ENERCON.	28
FIGURA 4-8 - EXEMPLO DE UMA FUNDAÇÃO ENERCON [31].	28
FIGURA 4-9 - VISTA DA FUNDAÇÃO DE UM MODELO E-126 [35].	29
FIGURA 4-10 - SECÇÃO DE UMA TORRE DE AÇO [37].	30
FIGURA 4-11 - GERADOR EM ANEL ENERCON [31].	31
FIGURA 4-12 – ENROLAMENTO DO GERADOR ANELAR [39].	32
FIGURA 4-13 - CARCAÇA QUE SUPORTA O NÚCLEO FERROMAGNÉTICO [39].	33
FIGURA 5-1 - FENÓMENOS ASSOCIADOS À QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA [41].	34
FIGURA 5-2 - EFEITO DA SOMBRA DAS TURBINAS [44].	37
FIGURA 5-3 - CURVA TENSÃO-TEMPO DA CAPACIDADE EXIGIDA ÀS INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO EÓLICA PARA SUPORE CAVAS DE TENSÃO [47].	38
FIGURA 5-4 CURVA DO FORNECIMENTO DE REATIVA PELAS INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO EÓLICA DURANTE CAVAS DE TENSÃO [47].	38
FIGURA 6-1 - PARQUES EÓLICOS QUE ULTRAPASSAM O LIMITE DO TYPE CERTIFICATE [48].	42
FIGURA 6-2 - PARQUES EÓLICOS COM IDADE SUPERIOR A 15 ANOS E INFERIOR A 20 [48].	42
FIGURA 6-3 - ESTIMATIVA DA POTÊNCIA INSTALADA EÓLICA EM PORTUGAL [49].	43

FIGURA 6-4 - MODELO EXEMPLIFICATIVO DAS TARIFAS ATRAVÉS DE CFD [52].	47
FIGURA 6-5 - ESQUEMA ACERCA DO PROLONGAMENTO DA VIDA ÚTIL [54].	48

ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 2-1 - ÍNDICE DE EOLICIDADE [3].....	6
TABELA 3-1 – METAS INDICATIVAS PARA PORTUGAL EM 2010 [9].....	12
TABELA 3-2 – METAS INDICATIVAS PARA PORTUGAL EM 2020 [10].....	13
TABELA 4-1 – CLASSE DE VENTOS DEFINIDA PELA IEC 61400 [25].....	22
TABELA 4-2 – CATEGORIAS DO TERRENO E RESPETIVOS PARÂMETROS DE ACORDO COM O EUROCÓDIGO 1 [28].	24
TABELA 5-1 – VALORES SUPORTADOS PELAS INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO EÓLICA.	35
TABELA 5-2 – FATOR DE POTÊNCIA LEGAL PARA GERADORES SÍNCRONOS.	36
TABELA 5-3 – NÍVEIS DE TENSÃO DE LIGAÇÃO À REDE DE GERADORES SÍNCRONOS.	36
TABELA 5-4 – NÚMERO DE AEROGERADORES ENERCON INSTALADOS E EM PRODUÇÃO EM PORTUGAL (TABELAS AUXILIARES NO ANEXO III) [48].....	39
TABELA 5-5 – QUANTIDADE (%) DE AEROGERADORES ENERCON SEM UPS. (TABELAS AUXILIARES NO ANEXO III) FONTE: ENERCON.....	39
TABELA 6-1 - REQUISITOS DEFINIDOS PELA IEC.....	49
TABELA 6-2 – REQUISITOS DEFINIDOS PELA IEC PARA ENTIDADES CERTIFICADORAS.	50
TABELA 6-3 – COMPONENTES A SER AVALIADOS [50].	51

ACRÓNIMOS

AIA

Avaliação de Impacto Ambiental 2

APA

Agência Portuguesa do Ambiente 2

APREN

Associação de Energias Renováveis 5, 14, 41, 43

CA

Corrente Alternada 35

CC

Corrente Contínua 35

CE

Comissão Europeia 12, 13

CFD

Contract For Difference 46, 47

CUR

Comercializador de Último Recurso 15

DGEG

Direção Geral de Energia e Geologia 16, 44, 45, 57

ENE

Estratégia Nacional para a Energia 14

ERSE

Entidade Reguladora de Serviços Energéticos 16, 36

FIT

Feed-in-Tariff 45, 46, 47

GW

GigaWatt ii, iii, 7, 8, 9, 10, 14, 39, 57

IE

Índice de Eolicidade 6, 7

IEC	
Comissão Eletrotécnica Internacional	3, 21, 22, 23, 30, 31, 41, 49, 50, 53, 54, 57
LCCC	
Low Carbon Contracts Company	46
MW	
MegaWatt	2, 12, 15, 39, 42, 45, 55, 68, 71
MWh	
MegaWatt hora	16, 67, 68
PRE	
Produção em Regime Especial	15, 16, 45, 47
RESP	
Sistema Elétrico de Serviço Público.....	17
SCADA	
Supervisory Control and Data Acquisition.....	50, 52, 81, 84, 85, 93, 94
SEN	
Sistema Elétrico Nacional	2
SEP	
Sistema Elétrico Português.....	17, 18
TC	
Comissão Técnica.....	30, 53
UE	
União Europeia	16, 42, 45, 46
UPS	
Uninterruptible Power Supply	39, 40

1. Introdução

O século XXI está pautado pelas constantes notícias relacionadas com o aumento da temperatura terrestre, pela escassez de recursos, pelo aumento da poluição que se traduz em numerosos problemas na saúde pública, e pela constante promessa de redução significativa de todos esses fatores. Atualmente, já foram consumidos todos os recursos naturais disponíveis para 2017, isto é, vivemos acima das possibilidades do planeta. Se este cenário se mantiver, iremos incorrer numa crise ambiental grave que irá prejudicar a forma de vida tal e qual a conhecemos. Para colmatar esse facto foram assinados o Protocolo de Quioto e mais recentemente o Acordo de Paris, com o objetivo de reduzir a emissão de gases de efeito de estufa para a atmosfera. Um dos setores que mais contribui para a emissão de gases poluentes é o setor energético, através da produção de energia elétrica em centrais termoelétricas de gás e carvão. Esse facto levou à instalação de centrais de produção de eletricidade baseadas em energias renováveis, que não emitem gases poluentes na produção elétrica. Sendo Portugal um dos países com um índice de eolicidade elevado, a implementação de turbinas eólicas foi óbvia para progressivamente, atingir as metas destinadas pela Comissão Europeia para atingir os requisitos ambientais estabelecidos no acordo de Lisboa 2020. Para além das questões ambientais, Portugal enfrenta um decréscimo nas suas tarifas de venda garantidas de eletricidade, levando-nos para uma incerteza quanto ao investimento na renovação dos parques eólicos. Desse modo, esta tese tem como fim abordar a componente técnica do recurso eólico, mais concretamente sobre a possibilidade de prolongar o tempo de vida útil das turbinas eólicas existentes ou de as substituir por novas.

Todos os aerogeradores têm um período de vida útil definido pelo *type certificate* de 20 ou 25 anos. Tendo em consideração que os parques que foram construídos em 2006 irão completar 20 anos em 2026, restam apenas nove anos a partir deste ano para que os parques implementados na sequência do ENEOP, atinjam o seu limite. A questão que se impõe é “O que fazer aos aerogeradores depois dos 20 anos de funcionamento”? As soluções até agora discutidas seriam o desmantelamento ou a substituição integral do aerogerador, designado por *repowering*. E porque não prolongar a vida útil? A verdade é que a garantia dada pelo fabricante prescreve no final do *type certificate*, isto é, a máquina ficará “fora de validade”. No entanto, poderá mesmo assim continuar a operar e a injetar energia na rede elétrica em segurança? Quem se responsabiliza pelos contratos de

manutenção? Qual o modelo de manutenção a adotar? Estará a máquina preparada para suportar mais de 20 anos?

1.1 Objetivos

O objetivo desta tese é perspetivar o que poderá acontecer às turbinas eólicas após os 20 anos de funcionamento e encontraram-se duas opções: extensão de vida útil ou *repowering*. De acordo com a legislação portuguesa em vigor, não existe nenhum impedimento ao prolongamento da vida útil dos aerogeradores, desde que cumpram com o Decreto-Lei 50/2005 (anexo II), uma vez que a partir do momento que é licenciado o ponto de injeção de energia na rede elétrica, a respetiva licença de exploração é “vitalícia”, pois não existe nada que diga o oposto, contrariamente à Holanda onde a licença de exploração tem uma validade de 20 anos, o mesmo que a vida útil de funcionamento da turbina eólica.

Antes da construção de um parque eólico é, mediante a potência total do parque, realizada uma avaliação de impacto ambiental (AIA) que é supervisionado pela Agência Portuguesa do Ambiente (APA), que após critérios rigorosos aprova, condiciona ou não aprova a construção de um parque eólico. De acordo com a APA, caso seja pretendida a extensão de vida útil da máquina, não será necessário um novo estudo de impacto ambiental, uma vez que continua situado no mesmo local e a operar em condições semelhantes, ou iguais, e supondo que as alterações ambientais permanecem inalteradas. Um outro benefício que poderá ter o prolongamento dos aerogeradores é o facto de usufruírem durante mais tempo das tarifas bonificadas com que foram protegidos, segundo o Decreto-Lei 33-A/2005, de 16 de fevereiro. As tarifas bonificadas têm a duração de 15 anos para os parques eólicos construídos antes de 17/02/2005, ou para os primeiros 33 GWh de energia elétrica entregue à rede. No entanto, com a entrada em vigor do DL 35/2013, assim que terminem os 15 anos de garantia de tarifas bonificadas os centros electroprodutores podem optar por uma bonificação adicional de 5 a 7 anos, ou seja, no seu total têm tarifas bonificadas durante um período de 20 a 22 anos, ou então aumentar a capacidade máxima injetável para 44 GWh. Este período adicional é permitido mediante pagamento de um montante por cada MW instalado ao Sistema Elétrico Nacional (SEN). Este princípio leva a que os promotores que escolheram as tarifas bonificadas por 22 anos, tenham dois anos a mais para além dos permitidos pelo *type certificate* do aerogerador e podem ser vantajosas para o promotor, tendo em conta os

riscos associados à extensão da vida útil das turbinas. Com a liberalização dos mercados de energia, a União Europeia pretende que a energia eólica comece a ser vendida a preço de mercado corrente, equiparando-a a outra fonte de energia, limitando as ditas tarifas bonificadas. Os incentivos ao investimento para as energias renováveis, atualmente, vão incidir essencialmente na energia fotovoltaica, segundo diz a União Europeia, ficando a energia eólica com uma parcela bem mais pequena. Esse facto contribui para que o prolongamento seja uma solução alternativa, quer para o promotor, quer para o fabricante. A principal dúvida é a legislação em vigor, que é muito ambígua nesse aspeto. No caso de prolongamento de vida útil é necessário ter em conta diversos fatores mecânicos, elétricos, estruturais e financeiros. As principais preocupações recaem nos grandes componentes, uma vez que são aqueles que sofreram mais desgaste ao longo dos anos de funcionamento (gerador, pás, etc.). Para averiguar o bom estado de conservação dos componentes e levar este processo avante, sugere-se uma inspeção através de uma entidade externa, sem ligação contratual ao prestador de serviços de manutenção e ao fabricante, de modo a verificar o bom estado de funcionamento da turbina eólica. Essa análise tem que ter por base o manual de fabricante. Dessa forma, é possível averiguar se o aerogerador pode ou não continuar em operação após o término do seu ciclo de vida. Para que haja uma homogeneidade em todo este processo é necessário criar uma legislação adequada ao serviço. A Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC) está a trabalhar nesse processo, apoiado pelas boas práticas de engenharia já existentes na Holanda, onde já foi criada uma legislação que visa integrar a extensão de vida útil num programa seguro, fiável e passível de ser implementado.

1.2 Organização do relatório

No capítulo 1 contextualiza-se o tema da tese e os respetivos objetivos.

No capítulo 2 apresenta-se sucintamente a eolicidade em Portugal, e faz-se referência à potência instalada em Portugal e no Mundo e aos principais fabricantes e promotores eólicos bem como a produção em regime especial e o projeto pioneiro *offshore, wind float*.

No capítulo 3 descrevem-se os objetivos/compromissos de Portugal para os próximos anos na redução de emissões de gases poluentes e os respetivos estímulos remuneratórios.

No capítulo 4 aborda-se as características do recurso endógeno, bem como a constituição de um aerogerador ENERCON.

No capítulo 5 apresentam-se os requisitos da qualidade de energia elétrica que o sistema elétrico deve ter e quais as normativas que a produção eólica deverá seguir nesse sentido.

No capítulo 6 expõe-se a problemática principal, dando as soluções para a continuidade da potência eólica instalada, através do *repowering* ou da extensão de vida útil.

No capítulo 7 conclui-se toda a evolução da tese.

2. Energia eólica

2.1 Contextualização

Com o intuito de cumprir o compromisso assinado com a Comissão Europeia relativamente à redução de emissão de gases e de promoção de energias renováveis para produção de energia elétrica, a exploração do forte recurso eólico que existe em Portugal tornou-se importante. Os primeiros parques eólicos construídos em Portugal datam do ano de 1986 na ilha de Porto Santo, no arquipélago da Madeira, 1988 na ilha de Santa Maria nos Açores e 1992 em Sines. Em 2005, surge o maior consórcio eólico constituído em Portugal denominado por ENEOP. Este consórcio foi formado na sequência do concurso público lançado pelo Governo do engenheiro José Sócrates, tendo como objetivo a instalação de 1200MW de energia renovável eólica em Portugal. Uma característica fundamental deste concurso foi a criação de um polo industrial para produção dos aerogeradores, que posteriormente seriam instalados, sendo atualmente exportados. O fabricante que venceu o concurso foi a empresa alemã ENERCON, que juntamente com os seus parceiros da EDP Renováveis, ENEL, Green Power e GENERG tiveram a seu cargo a instalação e operação de todas as turbinas que compõem os 1200MW, o correspondente a 600 turbinas eólicas. O consórcio instalou-se em Lanheses (Viana do Castelo), onde estão também situadas as fábricas de geradores, pás e torres de betão. Após a construção dos parques foi necessário fazer a sua divisão entre os vários promotores que investiram. Para isso foi necessária a atuação da Autoridade da Concorrência de modo a tornar esse processo transparente e justo.

2.2 Eolicidade em Portugal

Um dos fatores mais importante relativamente ao aproveitamento eólico é o nível de eolicidade, uma vez que poderá condicionar a construção de um parque eólico por afetar a velocidade de rotação do aerogerador. De uma forma autónoma, a Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN) em conjunto com a MEGAJOULE criou um projeto que visa estudar os indices de eolicidade dos parques eólicos em Portugal elaborando relatórios com os dados recolhidos.

A eolicidade representa o nível de recurso eólico disponível em cada período definido em termos de conversão de energia elétrica por fonte eólica [2].

É calculada tendo por base produções reais de parques eólico em fase de exploração, selecionados por forma a serem o mais fiáveis e representativos possível.

A eolicidade de uma zona é calculada através da média simples das eolicidades das subzonas que a constituem. Deste modo a eolicidade total nacional é calculada através da média simples das eolicidades das zonas consideradas.

O índice de eolicidade (IE) representa a eolicidade do período mensal, trimestral ou anual em relação à média anual ou a longo termo da eolicidade definida pela equação:

$$IE = \frac{eolicidade_{período\ i}}{eolicidade_{longo\ termo}} \quad (2-1)$$

Em Portugal Continental, o IE é representado para seis grandes zonas de eolicidade, em função da homogeneidade dos seus regimes de ventos locais e da densidade de parques eólicos em operação naquela região em específico. Essas seis zonas subdividem-se em 16 subzonas com uma velocidade de ventos superior.

Tabela 2-1 - Índice de eolicidade [3].

Índice de Eolicidade							Oscilação					
	2013	2014	2015	2016	2017		2013	2014	2015	2016	2017	
Janeiro	130	175	113	143	108		7%	44%	5%	17%	11%	Janeiro
Fevereiro	121	153	152	156	120		1%	23%	23%	27%	4%	Fevereiro
Março	169	122	120	126	122		38%	1%	1%	4%	1%	Março
Abril	123	78	75	117			27%	20%	23%	21%		Abril
Mai	103	115	112	96			9%	23%	20%	3%		Mai
Junho	92	76	52	87			18%	2%	35%	8%		Junho
Julho	55	83	91	82			36%	1%	2%	5%		Julho
Agosto	85	90	80	86			1%	3%	5%	1%		Agosto
Setembro	87	55	68	65			32%	15%	4%	3%		Setembro
Outubro	95	91	114	67			3%	1%	25%	24%		Outubro
Novembro	131	125	85	106			13%	9%	24%	8%		Novembro
Dezembro	129	110	119	98			8%	7%	2%	17%		Dezembro
Anual	110	106	98	102								

O objetivo do IE é representar o desvio da produtividade mensal dos parques eólicos de uma determinada região comparativamente à produção média anual, ou a longo termo. Isto significa que quando o IE é 100%, a produtividade mensal é equivalente à

média anual. Na tabela 2-1 é possível verificar que em 2016, durante cinco meses o IE foi superior a 100%, isto é, superou as expectativas de produção, assim como no primeiro trimestre do ano 2017. Esses valores superiores coincidem com os meses de inverno e, portanto, a velocidade do vento é superior.

2.3 Potência instalada

Por todo o mundo, o potencial da energia eólica é utilizado como recurso verde de produção de energia. Os incentivos financeiros associados, fizeram com que a potência instalada a nível mundial em 2016 fosse de 487 GW (figura 2-1). No pódio dos países que mais contribuem para este forte crescimento eólico estão a China, os Estados Unidos da América e a Alemanha (figura 2-2).

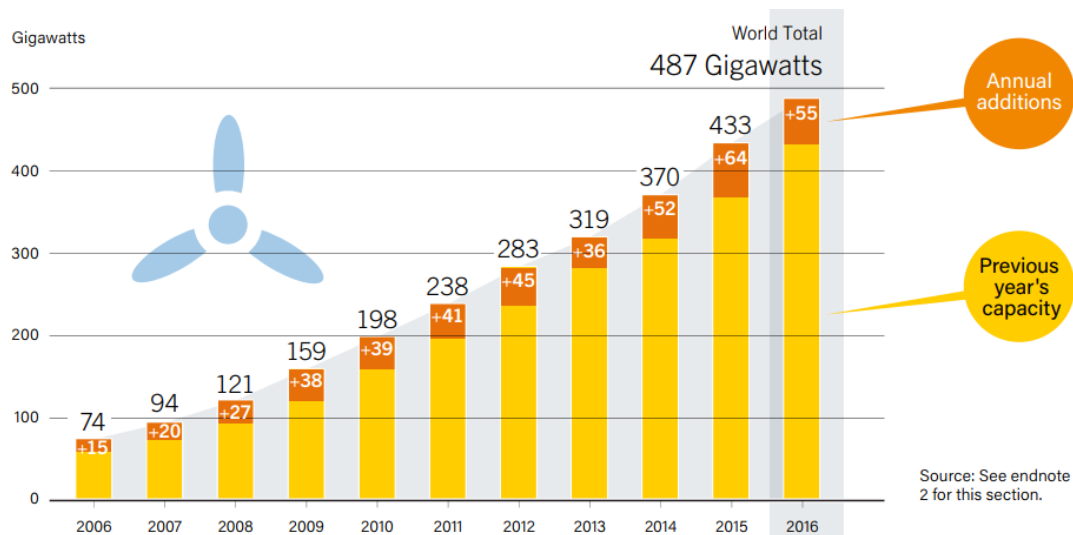


Figura 2-1 - Total de energia eólica no mundo [1].

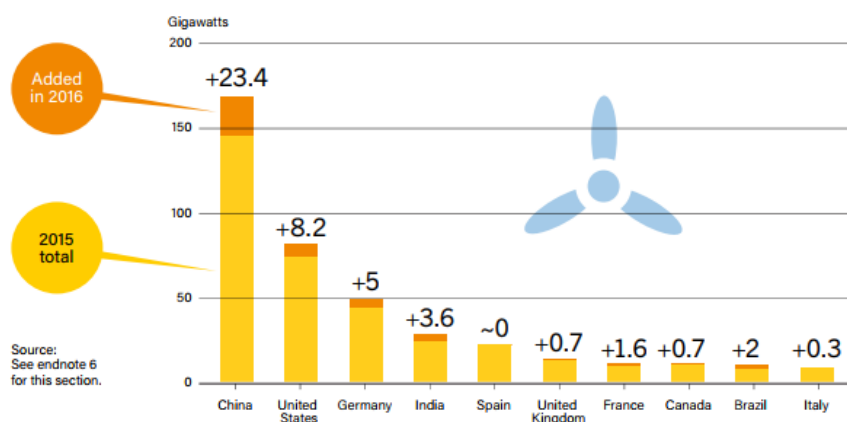


Figura 2-2 - Total de potência acumulada em 2016 [1].

Portugal é um dos principais países estimuladores deste setor na Europa. Embora nos últimos anos a potência adicionada não seja significativa, possui uma potência instalada de mais de 5 GW (figura 2-3), é o nono país mais influente no setor liderado pela Alemanha com mais de 50 GW de potência instalada.

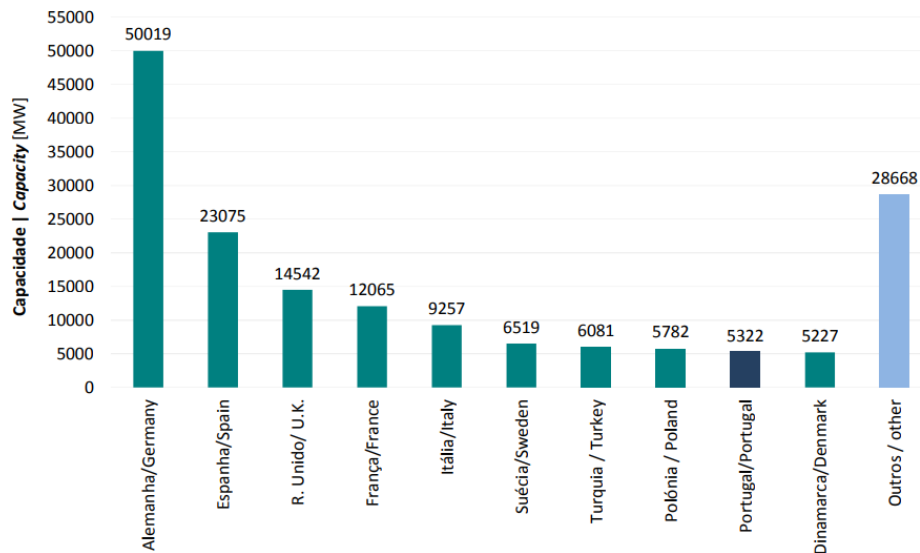


Figura 2-3 - Capacidade eólica instalada na Europa [4]

2.4 Produção de eletricidade renovável

Na Europa, o grande impacto da produção de eletricidade através de fontes verdes deu-se em 2000 e permitiu reduzir significativamente a eletricidade produzida através do consumo de combustíveis fósseis e da nuclear. A figura 2-4 permite visualizar as principais tecnologias de produção de eletricidade na Europa entre 2000 e 2016. Em alternativa ao petróleo e carvão surge o gás natural que é um derivado de combustíveis fósseis, no entanto com menos impacto no meio ambiente. Pelo facto das energias renováveis muitas vezes não corresponderem à demanda da procura de energia elétrica, é necessário salvaguardar a continuidade da rede elétrica e isso é feito através de centrais a gás natural, que estão prontas para injetar energia na rede em caso falha ou insuficiência por parte das renováveis.

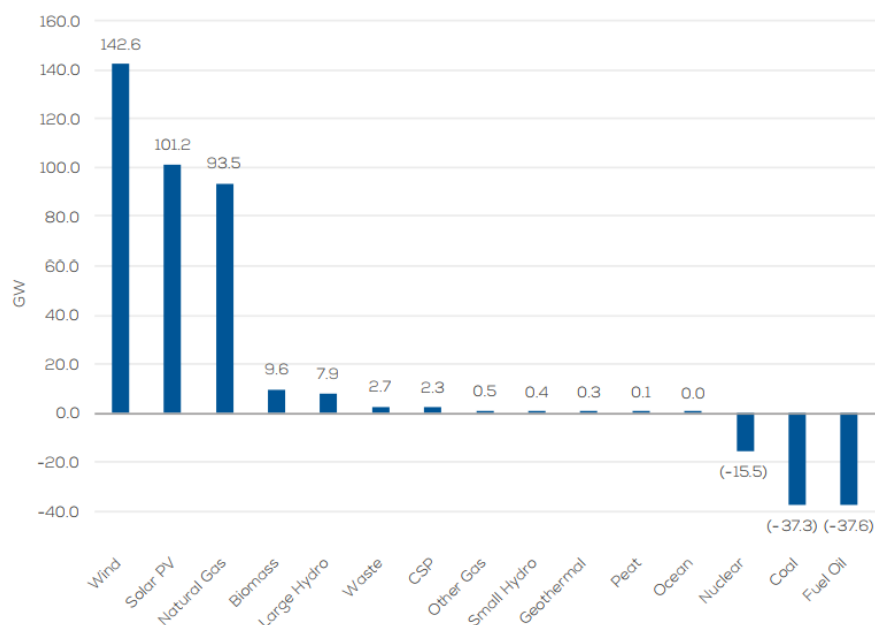


Figura 2-4 – Potência instalada entre 2000 e 2016 das diversas tecnologias de produção de energia [5].

2.5 Principais fabricantes de aerogeradores em Portugal

Existem vários fabricantes de aerogeradores implementados em Portugal, no entanto o consórcio formado permitiu à ENERCON estabelecer-se em Portugal como o maior fornecedor de aerogeradores, e, portanto, aquele que possui mais cota no mercado (figura 2-5) com quase 3 GW em funcionamento.

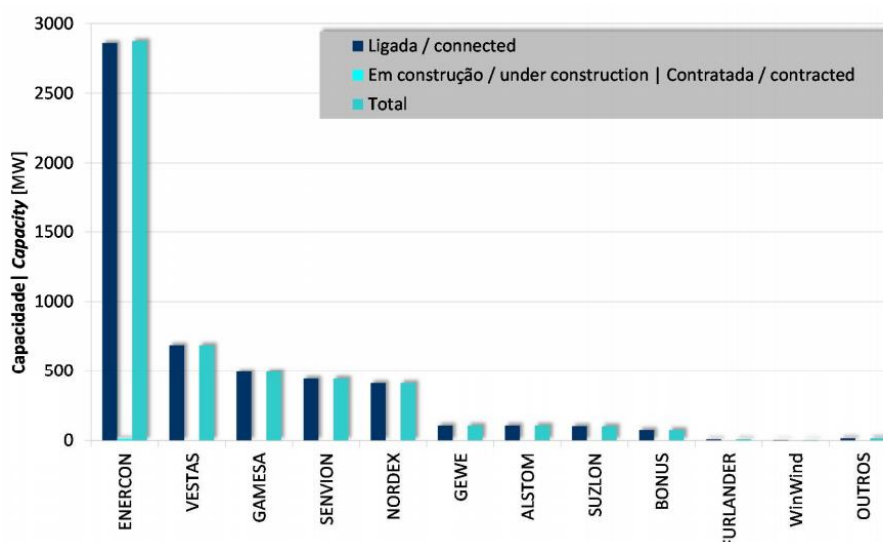


Figura 2-5 - Principais fabricantes em Portugal [4].

2.6 Principais promotores de energia eólica em Portugal

Os principais promotores eólicos nacionais estão identificados na figura 2-6, sendo a mais significativa a EDP Renováveis com mais de 1,2 GW de capacidade instalada. Nos promotores com mais impacto estão os da origem da ENEOP, sendo eles a EDP Renováveis, a Generg e a ENEL, que foi vendida à Finerge em 2015.

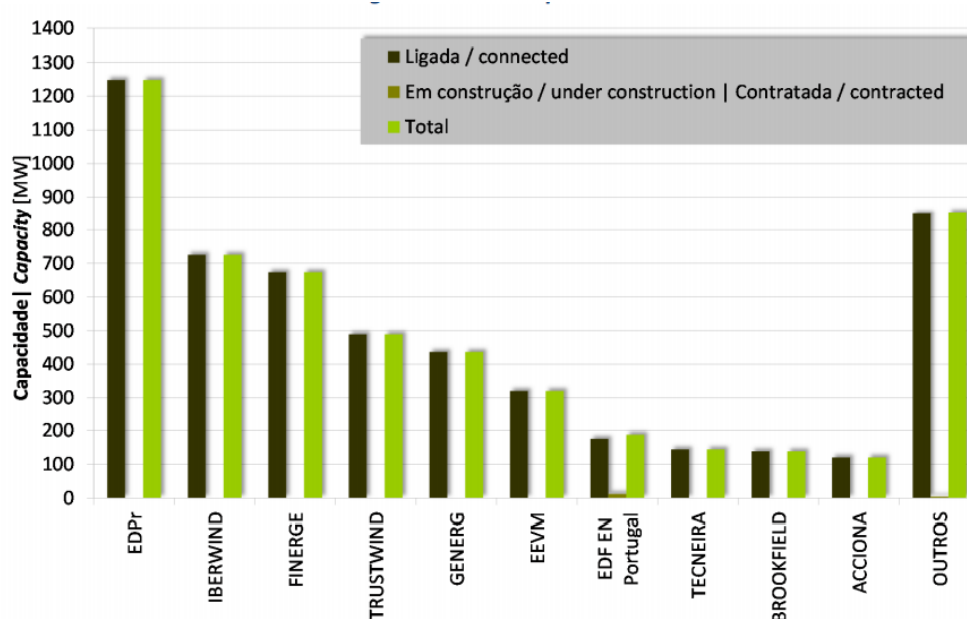


Figura 2-6 - Principais promotores eólicos em Portugal [4].

2.7 Energia eólica offshore em Portugal

No panorama nacional não existe exploração eólica *offshore*¹. Os elevados custos de produção e manutenção levam o adiamento deste processo, que caso fosse implementado aumentava significativamente a potência eólica instalada. Com o pressuposto de avaliar as condições do vento em alto mar e estudar a viabilidade do recurso *offshore*, surgiu em 2011 o projeto *Wind Float*. Para tal foi desenvolvida uma tecnologia que permitiu a exploração do potencial eólico em profundidades superiores a 40 metros [6]. Trata-se de uma plataforma flutuante semi-submersível que fica ancorada no leito do mar. A estabilidade da plataforma é conseguida através de um sistema de comportas que se enchem de água na base dos três pilares, associadas a um sistema de

¹ Construção de parques eólicos ao longo da costa marítima.

lastro estático e dinâmico [6]. Para evitar encargos económicos excessivos e riscos na execução dos trabalhos, o sistema é totalmente construído em terra, incluindo a montagem das turbinas (figura 2-7).



Figura 2-7 - Montagem da plataforma [7].

Este projeto, que teve um período de teste de nove meses ocupou uma área de 964 m² na freguesia de Aguçadoura, concelho da Póvoa do Varzim, integrados na Reserva Ecológica Nacional [8].

Foi considerado um projeto de relevante interesse público pelo Despacho nº13877/2012.

3. Evolução da energia eólica

3.1 Portugal 2020

Sendo Portugal um dos estados membros da comunidade europeia, estabeleceu metas internas ao abrigo da diretiva 2001/77/CE, de 27 de setembro de 2001, relativa à promoção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis no mercado interno da eletricidade, onde a CE reconhece a necessidade de promover, como medida prioritária, as fontes de energia renováveis, dado que a sua exploração contribui para a proteção do ambiente e o desenvolvimento sustentável”. Além disso “A Comissão deverá avaliar em que medida os Estados-Membros realizaram progressos no sentido de alcançarem as suas metas indicativas nacionais e em que medida essas metas são compatíveis com a meta indicativa global de 12% do consumo interno bruto de energia em 2010, e, em especial, com a quota indicativa de 22,1% de eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no consumo total de eletricidade da Comunidade em 2010”. [9] No panorama nacional os valores de referência para as metas indicativas nacionais, relativas à parte da eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no consumo bruto de eletricidade em 2010 são: [9]

Tabela 3-1 – Metas indicativas para Portugal em 2010 [9].

	E-FER (TWh) 1997 (**)²	E-FER 1997 % (***)³	E-FER 2010 % (***)
Portugal	14.30	38.5	39.0 (4)

² (**) Estes valores são referentes à produção nacional de E-FER em 1997.

³ (***) A contribuição percentual de E-FER em 1997 e 2010 baseia-se na produção nacional de E-FER dividida pelo consumo nacional bruto de eletricidade. No tocante ao comércio interno de E-FER (com certificação reconhecida ou origem registada), o cálculo destas percentagens influenciará os valores de referência acima indicados.

⁽⁴⁾ Ao tomar em consideração os valores de referência fixados no presente anexo, Portugal declara que, para manter como meta indicativa para 2010 a quota de 1997 de eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis, presume-se que:

- O plano nacional de eletricidade poderá prosseguir a construção de nova capacidade hidroelétrica superior a 10 MW;
- Outro tipo de capacidade renovável, só possível mediante auxílios estatais, venha a aumentar a uma taxa anual oito vezes superior à verificada recentemente.

Estas previsões implicam que a nova capacidade de produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, com exclusão das grandes centrais hidroelétricas, aumente a uma taxa duas vezes superior à do crescimento do consumo interno bruto de eletricidade.

Sempre com o objetivo de melhorar as condições ambientais no planeta reduzindo a emissão de gases de efeito de estufa e cumprindo o Protocolo de Quioto à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas, alterou-se e revogou-se a Diretiva anterior, estabelecendo a Diretiva 2009/28/CE, de 23 de abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis. Nesse sentido “O Conselho Europeu de Março de 2007 reafirmou o compromisso da Comunidade para com o desenvolvimento à escala comunitária da energia proveniente de fontes renováveis para além de 2010. Aprovou como objetivo obrigatório uma quota de 20% de energia proveniente de fontes renováveis no consumo energético comunitário global até 2020”. Dai resultaram novos objetivos globais nacionais para a quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final de energia em 2020 e definiram-se para Portugal novas metas: [10]

Tabela 3-2 – Metas indicativas para Portugal em 2020 [10].

	Quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia 2005 (S_{2005})⁴	Objetivo para a quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia, 2020 (S_{2020})⁵
Portugal⁶	20.5%	31%

O REPAP 2020 ⁷é um projeto europeu que tem como missão apoiar os Governos na implementação da Diretiva 2009/28/CE de 23 de abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis [10].

A diretiva apresentada permite o controlo do consumo de energia na Europa e o aumento do consumo de energia proveniente de recursos renováveis. Além disso o aumento

⁴ S_{2005} é a quota para esse Estado-Membro em 2005.

⁵ S_{2020} é a quota para esse Estado-Membro em 2020.

⁶ $S_{2005} + 0.20(S_{2020} - S_{2005})$, como média para o período de dois anos de 2011 a 2012;
 $S_{2005} + 0.30(S_{2020} - S_{2005})$, como média para o período de dois anos de 2013 a 2014;
 $S_{2005} + 0.45(S_{2020} - S_{2005})$ como média para o período de dois anos de 2015 a 2016;
 $S_{2005} + 0.65(S_{2020} - S_{2005})$ como média para o período de dois anos de 2017 a 2018.

⁷ REPAP – Renewable Energy Policy Action Paving the Way towards 2020.

da eficiência energética e a consequente poupança de energia são medidas necessárias para reduzir as emissões de gases com efeito de estufa para a atmosfera. Esta diretiva cumpre o protocolo de Quioto, que atualmente já não se encontra em vigor, mas sim o Acordo de Paris e, nesse sentido, tem que ser revista e adaptada.

No âmbito do projeto REPAP 2020 foram elaborados três relatórios:

1. Análise detalhada da evolução dos Planos Nacionais das Energias Renováveis;
2. “*EU Roadmap: mapping renewable energy pathways towards 2020*” – compara os roteiros^{8*} das associações do setor com os planos governamentais;
3. Conjunto de recomendações ao nível nacional a implementar para que as metas de 2020 sejam cumpridas [11].

3.2 Estímulos Fontes de Energia Renovável – FER

A implementação em grande escala de equipamentos capazes de transformar recursos renováveis em energia elétrica ocorreu ao abrigo de vários programas de investimento e de incentivos aos promotores por parte do Estado Português e da Comissão Europeia, com o intuito de cumprir as metas designadas para o ano de 2020.

Especificamente no setor eólico, esses incentivos foram fundamentais para a construção dos mais de 5 GW, que atualmente estão executados no panorama nacional. Esses estímulos às energias renováveis são cada vez mais limitados, o que irá repercutir-se daqui a poucos anos, quando os parques eólicos atingirem o limiar do seu tempo de vida útil.

Já no âmbito do Concelho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de abril, que aprovou a última Estratégia Nacional para a Energia, (ENE 2020), continua a conferir às energias renováveis um papel fulcral na estratégia energética e nos objetivos delineados para o sector, com um impacto muito significativo na economia portuguesa [12].

A ENE 2020 incorpora os objetivos da política energética estabelecida pelo XVIII Governo, projetando-os para o horizonte de 2020 e tem como ambição manter Portugal na

⁸ A elaboração dos Roteiros Nacionais de Ações para as Energias Renováveis constitui a primeira fase deste projeto, com o objetivo de auxiliar a redação dos PNAERs e delinear as principais barreiras. Numa segunda fase considerou-se a análise detalhada e individual dos planos, destacando os pontos fortes e fracos para a elaboração da Diretiva. Depois da publicação deste roteiro e dos respetivos comentários da APREN ao PNAER e após análise dos diferentes relatórios europeus criou-se um documento final com o resumo das principais conclusões e recomendações políticas de apoio às energias renováveis nos 27 Estados Membros.

liderança da revolução energética, nomeadamente, no que respeita à utilização de energias renováveis, as quais, nesta estratégia, contribuem amplamente para a concretização da grande maioria desses mesmos objetivos. O aproveitamento de tecnologias mais eficientes na produção, transmissão e consumo de energia, bem como uma maior e mais eficaz gestão da procura, favorecem a promoção da eficiência energética que será reforçada através de projetos inovadores como as redes inteligentes, veículos elétricos e a produção descentralizada de energia renovável [12].

A estratégia planeada para as energias renováveis depende do recurso utilizado. No caso da tecnologia eólica, para além da potência já instalada, prevê-se a possibilidade de instalação de mais 3000 MW, através de concurso, sendo que essa potência dependerá de um conjunto de fatores, nomeadamente a evolução da procura da eletricidade, a adesão aos veículos elétricos, à capacidade de transferir consumos de períodos de ponta para períodos de vazio e da viabilidade técnica e dos custos das tecnologias eólicas *offshore*, assim como dos impactos ambientais associados aos diferentes tipos de tecnologia. No total, até 2020 a potência eólica instalada que se espera será de 8900 MW [12].

3.3 Mercado da energia elétrica

O mercado de energia é um setor que tem evoluído significativamente nos últimos anos [13]. A energia eólica tem sido privilegiada desde então, uma vez que a produção em regime especial tem benefícios em relação às demais, nomeadamente a prioridade de venda ao mercado de eletricidade. A Diretiva nº5/2011 da Entidade Reguladora de Serviços Energéticos, vem aprovar os termos e condições de colocação de energia adquirida pelo comercializador de último recurso (CUR). Tal é feito através de um mecanismo de leilões de produtos a prazo de maturidade diversa que, entre outras vantagens, permitem a cobertura dos riscos comerciais de preço e de fornecimento pelos comercializadores em regime de mercado e a estabilização das condições de receita do CUR [14].

No entanto, segundo a literatura, esse privilégio poderá estar a terminar. Isto porque a Comissão Europeia quer que o setor da eletricidade seja mais competitivo entre ele e, deste modo, acabar com as prioridades de venda de eletricidade, ou seja, a energia eólica vai concorrer em leilão no mercado de eletricidade com os demais setores elétricos (solar, cogeração, gás, entre outras), com um preço que seja razoável à sua compra, de modo a tornar a sua venda mais competitiva e, desta forma, acabar com os incentivos às PRE [15].

3.4 Eletricidade PRE

A Produção em Regime Especial (PRE) é a produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis ou não renováveis, de tecnologias de produção combinada de calor e de eletricidade (cogeração) e de produção distribuída [16]. Este regime especial, como é espectável, tem apoios remuneratórios e vários benefícios, uma vez que diminuem a dependência externa de combustíveis fósseis e favorecem o meio ambiente. A definição da política energética em Portugal é da responsabilidade do Governo através da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG). No entanto, no que diz respeito à PRE, a Entidade Reguladora de Serviços Energéticos (ERSE) detém competências atribuídas legalmente que lhes permite regular as seguintes ações:

- A regulação dos custos induzidos nas tarifas;
- Influência na formação dos preços no mercado;
- Planeamento e exploração das redes elétricas;
- Rotulagem da energia elétrica [16].

Deste modo há um acompanhamento contínuo da ERSE em relação às PRE de forma a monitorizar a sua produção, como se confirma na figura 3-1, onde é apresentada a energia produzida por cada fonte PRE ao longo do ano de 2016 [16].

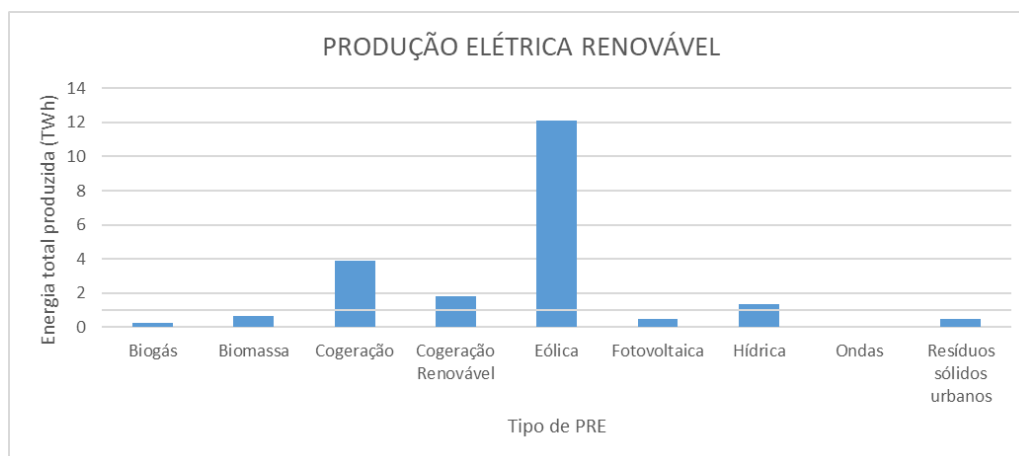


Figura 3-1 - Produção Elétrica Renovável em 2016 [16].

Verifica-se que a energia eólica tem um forte impacto neste tipo de produção especial, totalizando uma produção anual de 12,13 TWh [16].

Os centros electroprodutores que utilizem fontes de energia renovável e a cogeração de elevada eficiência beneficiam, no seguimento das diretivas da UE, de acesso prioritário ou garantido às redes, nos termos do disposto no artigo 33.º -W, do Decreto -Lei n.º

172/2006, de 23 de agosto, na redação dada pelo Decreto -Lei n.º 215 -B/2012, de 8 de outubro, e do artigo 12.º do Decreto -Lei n.º 23/2010, de 25 de março, nas suas atuais versões, os quais preveem, também, que os operadores do Sistema Elétrico de Serviço Público (RESP) devem tomar medidas operacionais adequadas para prevenir ou minimizar o estabelecimento de limitações ao transporte e distribuição de eletricidade proveniente destes centros electroprodutores [17].

3.5 Tarifas bonificadas

Uma das grandes vantagens para os promotores relacionadas com a energia eólica é o facto de ao pagamento da eletricidade produzida, estarem associadas tarifas bonificadas. Essas tarifas foram criadas com o objetivo de tornar o negócio rentável e de assim atrair investimento no setor energético. As tarifas são calculadas de acordo com diversos fatores (anexo I) e foram variando ao longo dos anos. Atualmente, ainda estão em vigor e associadas ao regime de produção especial, no entanto, serão abolidas com a venda de energia eólica no mercado de energia. A legislação associada à remuneração eólica está de acordo com os seguintes decretos-lei:

Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de maio - Estabelece o regime especial de energia elétrica (anteriormente redigido pelo DL n.º 189/88, de 27 de maio) e, especificamente a produção de energia elétrica através da utilização de recursos renováveis e resíduos. Apresenta ainda o Regulamento para autorização das instalações de produção de energia elétrica baseadas em recursos renováveis e o tarifário aplicável [18].

Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de dezembro - Introdução de melhorias com vista à articulação do licenciamento da instalação das centrais renováveis com a legislação ambiental [19].

Decreto-Lei n.º 33-A/2005 - Altera o Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, revendo os fatores para cálculo do valor da remuneração pelo fornecimento da energia produzida em centrais renováveis entregue à rede do Sistema Elétrico Português (SEP) e definindo procedimentos para atribuição de potência disponível na mesma rede e prazos para obtenção da licença de estabelecimento para centrais renováveis [20].

Decreto-Lei n.º 225/2007. DR 105 série I - Concretiza um conjunto de medidas ligadas às energias renováveis previstas na estratégia nacional para a energia, estabelecida através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de outubro – Procede à concretização de um conjunto de medidas ligadas às energias renováveis previstas na

estratégia nacional para a energia, estabelecida através da Resolução do Conselho de Ministros nº 169/2005, de 24 de outubro. Altera o anexo II do Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de maio, que regula a atividade de produção de energia elétrica por pessoas singulares ou por pessoas coletivas de direito público ou privado. Dá, ainda, nova redação aos artigos 4º, 5º e 6º do Decreto-Lei nº 33-A/2005, de 16 de fevereiro, que procedeu à revisão dos fatores para cálculo do valor da remuneração pelo fornecimento da energia produzida em centrais renováveis, entregue à rede do Sistema Elétrico Português (SEP), bem como à definição de procedimentos para atribuição de potência disponível na mesma rede e os prazos para obtenção da licença de estabelecimento para centrais renováveis. Revoga: (i) O nº 2 do artigo 12º, o artigo 15º e o nº 3 do artigo 41º da Portaria nº 295/2002, de 19 de março; (ii) O Despacho Conjunto nº 51/2004, de 19 de dezembro de 2003, publicado no Diário da República, 2ª série, nº 26, de 31 de janeiro de 2004. Republica, em anexo, que faz parte integrante do presente decreto-lei, o anexo II do Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de maio, com a redação atual [20].

Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro - Altera o regime remuneratório aplicável aos centros electroprodutores submetidos ao anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, designadamente centrais produtoras de energia a partir de fontes renováveis [20].

4. Turbina eólica – Constituição e dimensionamento

4.1 Origem do vento

O vento é quase inteiramente causado pelos efeitos do sol que, a cada hora, entrega 175 milhões de milhões de watts de energia à terra. Esta energia aquece a superfície do planeta, mais intensamente no equador, o que faz com que o volume de ar⁹ aumente. O ar quente ascendente, cria uma área de baixa pressão na superfície e o ar mais frio é absorvido, e é esse fluxo de ar que conhecemos como vento [21]. O ar quente vai arrefecendo ao longo do percurso, descendo a cerca de 30° de latitude da superfície terrestre, voltando ao equador, formando um ciclo fechado, designado por *Hadley Cell*. Existem células semelhantes entre 30° e 60° de latitude, designadas por *Ferrel Cell* e entre 60° de latitude e cada um dos polos (células polares) [21]. Nessas células, o fluxo de ar é ainda influenciado pela rotação da Terra ou pelo Efeito Coriolis. Este efeito cria uma força lateral que faz com que o ar circule no sentido anti-horário em torno de áreas de baixa pressão no hemisfério norte e no sentido horário no hemisfério sul [21].

4.2 Características do escoamento

A caracterização do recurso eólico depende de diversos parâmetros, que condicionam o escoamento atmosférico de um dado local ou de uma dada região, sendo os seguintes aspetos os mais relevantes neste tipo de estudos:

- Características do regime dos ventos do local;
- Turbulência;
- Orografia¹⁰ local;
- Rugosidade do terreno;

⁹ Principais constituintes do ar: azoto, oxigénio e árgon.

¹⁰ Estudo das nuances do relevo de alguma região

4.2.1 Características do regime dos ventos do local

A caracterização do escoamento atmosférico num dado local implica a medição das características de vento. Antes da implementação definitiva de um parque eólico é necessário efetuar o estudo do recurso renovável para o sucesso do projeto, durante um período de tempo significativo de maneira a reduzir as incertezas dos dados recolhidos. O método mais utilizado é a implementação de uma torre meteorológica no local, a uma altura nunca inferior à altura do rotor da turbina a instalar. De forma grosseira o Atlas Europeu do Vento indica a recorrência da velocidade do vento ao longo de Portugal Continental, dando uma informação genérica (figura 4-1).

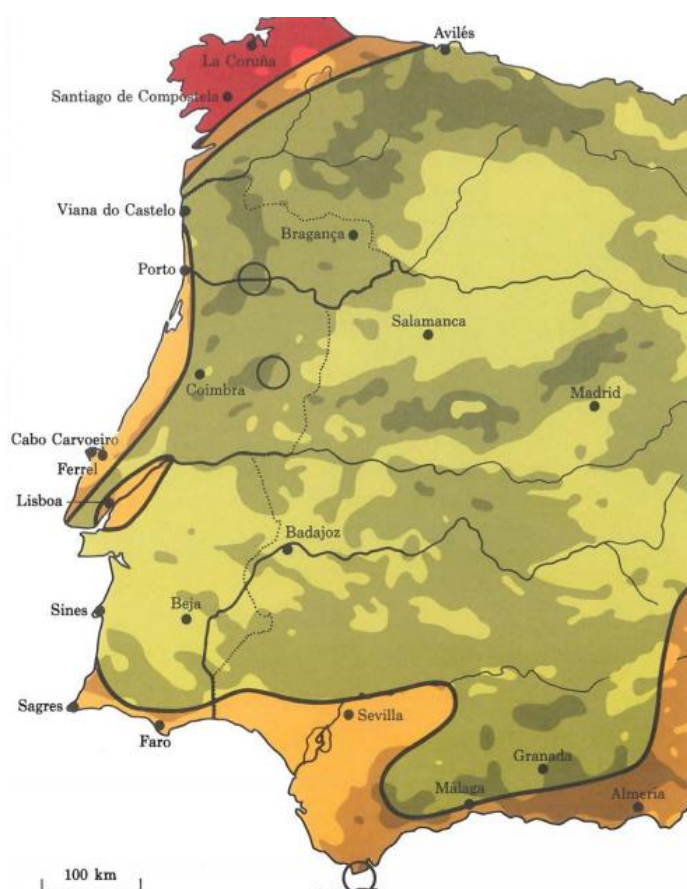


Figura 4-1 - Representação de Portugal Continental no Atlas Europeu do Vento¹¹ [22].

Wind resources at 50 metres above ground level for five different topographic conditions*										
	Sheltered terrain		Open plain		At a sea coast		Open sea		Hills and ridges	
	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²
	> 6.0	> 250	> 7.5	> 500	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 11.5	> 1800
	5.0-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10.0-11.5	1200-1800
	4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
	3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0-8.5	400-700
	< 3.5	< 50	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 7.0	< 400
11	Regions where local concentration effects may occur					* see Fig. 2.3 for full explanation				

Essa torre é dotada de anemômetros e sensores com capacidade de medir todas as características relevantes do vento. Uma outra ferramenta importante para avaliar o potencial energético do vento é o recurso a distribuições estatísticas da velocidade do vento, como a distribuição de frequências de *Weibull*, graficamente representada na figura 4-2 [23].

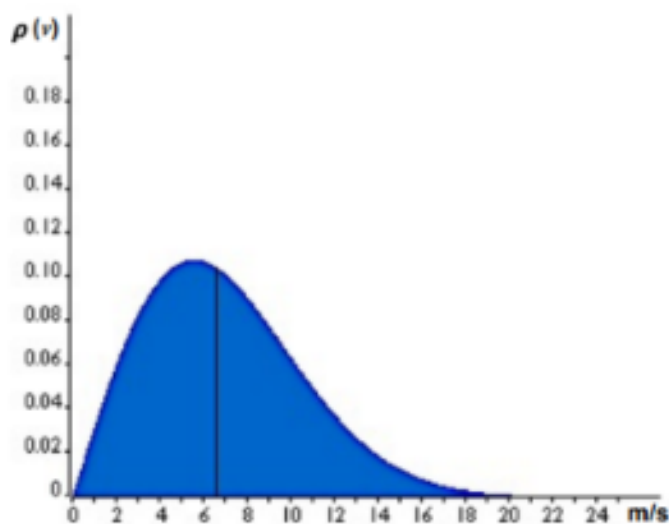


Figura 4-2 - Gráfico da distribuição de *Weibull* [24].

Analisando o gráfico verifica-se que a área abaixo da curva é exatamente igual a 1, já que a probabilidade total do vento soprar a qualquer velocidade compreendida no intervalo considerado (incluindo zero) deve ser 100%. Metade da área da curva está concentrada no lado esquerdo da linha vertical a 6,6 m/s. Esta velocidade é denominada por mediana da distribuição e significa que em metade do tempo o vento soprará com uma velocidade inferior a 6,6 m/s, e na outra metade soprará com uma velocidade superior a 6,6 m/s. Na realidade, o valor médio da velocidade do vento corresponde à média das velocidades estudadas para um determinado local. Isto não significa que por exemplo, num determinado momento não possamos ter velocidades de 16 m/s, contudo este valor ocorre muito raramente [24]. Com base nestes dados recolhidos estabeleceram-se critérios de escolha dos aerogeradores de acordo com a classe de vento definida pela IEC 61400 (tabela 4-1), permitindo que em cada local devidamente estudado seja implementado o aerogerador mais adequado de modo a tirar partido da sua máxima performance.

Tabela 4-1 – Classe de ventos definida pela IEC 61400 [25].

IEC 61400 Classes de Vento				
	Classe I (Vento Alto)	Classe II (Vento Médio)	Classe III (Vento Baixo)	Classe IV (Vento Muito Baixo)
Velocidade do vento de referência	50 m/s	42 m/s	37,5 m/s	30 m/s
Velocidade média anual do vento	10 m/s	8,5 m/s	7,5 m/s	6 m/s
50 anos -Rajada de vento	70 m/s	59,5 m/s	52,5 m/s	42 m/s
1 ano – Rajada de vento	52,5 m/s	44,6 m/s	39,4 m/s	31,5 m/s

4.2.2 Turbulência

A turbulência atmosférica é o conjunto de movimentos aleatórios de ar que se sobrepõem ao movimento médio do vento. A turbulência atmosférica afeta a energia eólica de várias maneiras, através de efeitos de desempenho de energia, impactos nas cargas da turbina, efeitos de fadiga e propagação do ruído [26]. A turbulência pode ter origem no atrito com a superfície terrestre, que se vai desvanecendo até se anular, e em efeitos térmicos que podem causar movimentos verticais de massas de ar resultantes das diferenças de temperatura, originando um movimento de células convectivas que, por sua vez, provocam em larga escala, vórtices de turbulência. A turbulência é um processo complexo que obedece às leis da física como a conservação da massa, do momento e da energia. Por esse motivo, aquando do seu estudo, é necessário ter em consideração a temperatura, a pressão, a densidade e a humidade do ar, assim como, o conhecimento do movimento do ar. A turbulência é irregular, sendo necessário recorrer a técnicas estatísticas para uma previsão mais segura [23]. O estudo da turbulência pode ser feito através de anemómetros colocados nas torres meteorológicas antes da implementação definitiva do parque eólico, uma vez que a forte variabilidade da turbulência é diretamente proporcional à variabilidade da energia

elétrica produzida. O impacto da turbulência é bastante mais significativo ao nível dos esforços a que o aerogerador fica submetido, pelo que é considerada um fator determinante no projeto de aerogeradores eólicos [23].

4.2.3 Orografia

A orografia constitui um dos elementos mais importantes na caracterização do escoamento atmosférico de um dado local, devido à complexidade do terreno em análise (terreno plano, elevações de declive suave ou terreno montanhoso). As montanhas, depressões, vales e “gargantas” podem alterar as características do escoamento atmosférico de diferentes formas. O aquecimento das encostas das montanhas durante o dia e arrefecimento durante a noite fazem com que o ar adjacente à montanha aqueça ou arrefeça por condução e mistura. A diferença de temperatura entre o ar perto da montanha e o ar à volta, pode dar origem a fenómenos térmicos. Quando a estabilidade estática é neutra, o escoamento sobre as montanhas cria gradientes de pressão na direção do escoamento que podem originar a separação da camada limite. Este fenómeno vai provocar vórtices em esteira a montante ou a jusante da montanha podendo atingir distâncias de várias vezes a altura da montanha, consoante o declive da mesma [23]. O escoamento quando sobe a montanha é forçado a atingir uma inclinação tal que poderá afetar o desempenho de aerogeradores se estes forem colocados nessa orientação do escoamento, uma vez que os aerogeradores são projetados para aproveitarem apenas a componente horizontal do escoamento. A existência de declive de um fluxo de ar que seja superior ao limite de segurança proposto pela norma IEC 61400-1, limita a durabilidade e funcionamento dos aerogeradores [23].

4.2.4 Rugosidade do terreno

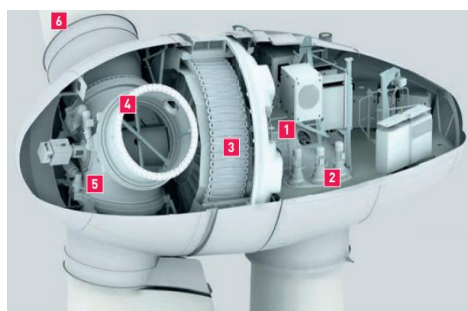
A rugosidade de um terreno é o conjunto de elementos, árvores, arbustos, vegetação rasteira e pequenas construções sobre a superfície do solo que causam resistência na superfície terrestre à passagem do escoamento e podem originar mudança da direção e pequenas turbulências na superfície [23]. A variação da velocidade do vento com a altura depende da presença de obstáculos que afetam o escoamento do ar. Para ter em conta a influencia desses obstáculos no perfil de velocidade, a NP EN 1991-1-4 (Eurocódigo 1) definiu quatro categorias de terreno, como mostra a tabela 4-2 [27].

Tabela 4-2 – Categorias do terreno e respetivos parâmetros de acordo com o Eurocódigo 1 [28].

Categoria do terreno	Z_0^{12} (metro)	Z_{min}^{13} (metro)
I. Zona costeira exposta aos ventos de mar	0.005	1
II. Zona de vegetação rasteira, tal como erva, e obstáculos isolados (árvores, edifícios) com separações entre si de, no máximo, 20 vezes a sua altura	0.05	3
III. Zona com cobertura regular de vegetação ou edifícios, ou com obstáculos isolados com separações entre si de, no máximo, 20 vezes a sua altura (p.e. zonas suburbanas, florestas permanentes)	0.3	8
IV. Zona na qual pelo menos 15% da superfície está coberta por edifícios com uma altura média superior a 15m	1	15

4.3 Constituição de uma turbina eólica ENERCON

A figura 4-3 mostra os principais componentes de uma turbina eólica ENERCON, modelo E-82, com potência unitária de 2 000 kW e eixo horizontal. Algumas partes da constituição desta turbina são produzidas em Portugal, na fábrica da ENERCON em Lanheses, nomeadamente a torre de betão e o gerador em forma de anel. O modelo E-82 é o mais utilizado atualmente em Portugal na sequência do concurso ENEOP.



Legenda da figura 4-3

- 1** Sistema principal
- 2** Motor de Yaw
- 3** Gerador em anel
- 4** Adaptador da pá
- 5** Hub
- 6** Pás

Figura 4-3 - Principais componentes do modelo E-82 [29].

Para além dos principais equipamentos de conversão elétrica, que se encontram na *nacelle* e estão descritos anteriormente, a torre e a fundação são de extrema importância para o sistema como um só, pois são as estruturas que suportam grande parte das cargas associadas ao regime de ventos e oscilações.

¹² Comprimento de rugosidade.

¹³ Altura mínima a considerar, abaixo da qual se admite que a velocidade do vento é constante.

4.3.1 Rotor

A junção das pás e do *hub* de uma turbina eólica denomina-se por rotor. É este equipamento que capta a energia cinética do vento para ser transformada em energia elétrica. É, portanto, projetado para duas condições, dependendo se a superfície onde o vento incide nas pás se situa a montante ou a jusante. Na solução *upwind* (montante), o vento ataca as pás pela frente, permitindo que o vento não seja perturbado pela torre e não se torne turbulento. Na solução *downwind* (jusante), o vento ataca as pás pelo lado de trás [30]. Na ENERCON apenas existe a opção *upwind*, auxiliada por sistemas de *pitch* que permitem que a *nacelle* se movimente de acordo com a informação do anemómetro relativa à direção do vento.

As principais especificações técnicas referentes ao sistema *rotor blades* são a área de varrimento das pás, que quanto maior for melhor captará o recurso, a direção de rotação que é no sentido horário, a velocidade de rotação, a composição das pás que definirá o seu bom rendimento e o *pitch control*¹⁴ individual para cada uma das três pás, e ainda com o sistema de segurança¹⁵ inerente.

4.3.2 Características das pás ENERCON

As pás têm características especiais de modo a captarem o recurso eólico dando maior rendimento ao equipamento. A constituição geral de uma pá está representada na figura 4-4.

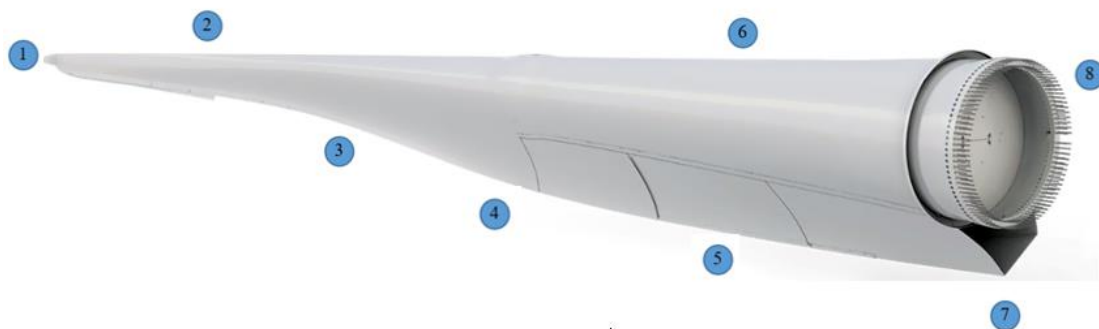


Figura 4-4 - Constituição geral de uma pá de um aerogerador [31].

¹⁴ É um sistema de mecanismo de controle que altera o ângulo de incidência da pá para que a potência de saída esteja dentro do alcance permitido.

¹⁵ Sistema de travagem das pás.

Constituição:

1. TIP
2. Extradorso
3. Intradorso
4. Bordo de fuga
5. Spoiler de ponta
6. Bordo de ataque
7. Flange do spoiler
8. Cilindros da raiz da pá

De modo a aumentar a eficiência da pá, a ENERCON criou um elemento aerodinâmico, que faz com que a velocidades muito baixas, na ordem dos 2 m/s o aerogerador comece a produzir energia, denominado por *spoiler*¹⁶. Esse facto é visível na curva de potência cedida pelo fabricante, como mostra a figura 4-5, relativamente a um aerogerador modelo E-82.

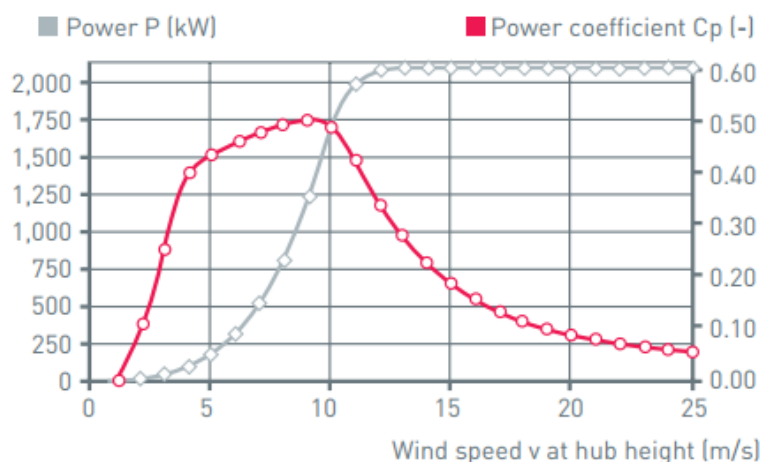


Figura 4-5 - Curva de potência de um aerogerador E-82 [29].

As pás do rotor são desenhadas e projetadas tendo em conta a potência nominal do aerogerador, sendo tanto mais compridas quanto maior for a potência nominal. A tecnologia utilizada pela ENERCON é singular e tem como objetivo maximizar o rendimento de

¹⁶ Funcionalidade do spoiler: O design aerodinâmico único e inovador do sistema de pás da ENERCON proporciona uma máxima potência, menos emissões de ruído e cargas estruturais mínimas, garantindo um maior rendimento do aerogerador [31].

captação do recurso renovável e minimizar o ruído produzido pela sua rotação e a fadiga do material. Dessa forma, toda a construção é inserida num sistema de infusão a vácuo [32].

Os componentes de fibra de vidro, que constituem a pá, são colocados em vácuo e impregnadas com uma resina através de um sistema composto por uma bomba e uma mangueira. A fim de aumentar a proteção das pás contra as condições extremas do tempo atmosférico, radiação ultravioleta, erosão e cargas de flexão, o acabamento é constituído por um gel compósito [32].

As pás podem ser constituídas por dois compósitos, fibra de vidro e fibra de carbono (uma pá de carbono tem por norma 20% de carbono e 80% fibra de vidro). No entanto, a mais utilizada é a fibra de vidro, pois apresenta imensas vantagens apesar de ter maior densidade relativamente à de fibra de carbono [32]. As principais vantagens que levam à escolha da fibra de vidro são: a leveza, facilmente reciclável, baixa condutividade térmica, resistência a agentes químicos, bom isolador elétrico e estabilidade dimensional [33]. Sendo a principais desvantagens: a auto abrasividade [33].

Mais recentemente, modificaram a estrutura da pá, acrescentando uma estrutura laminar em forma de serra, designada por *serrations* (figura 4-6), fazendo com que o ruído emitido fosse praticamente inexistente e diminuindo significativamente o efeito de esteira¹⁷. As *serrations* consistem numa fivela em PVC colocadas no intradorso da pá. É de salientar que a ENERCON possui as maiores pás do mercado (*onshore*), sendo também maior a sua área de varrimento aumentando a eficiência da turbina.



Figura 4-6 - Pás com lâmina em forma de serra [34].

¹⁷ Uma vez que uma turbina eólica produz energia mecânica a partir da energia do vento incidente, o vento que “sai” da turbina tem um conteúdo energético muito inferior ao do vento que “entrou” na turbina. De facto, na parte de trás da turbina forma-se uma esteira de vento turbulento e com velocidade reduzida relativamente ao vento incidente [30].

A TIP (figura 4-7) é um elemento aerodinâmico feito normalmente em alumínio e que está integrado na extremidade de cada pá. As principais funções são a redução do ruído produzido durante a rotação do aerogerador e agente é condutor para descargas elétricas, protegendo assim o aerogerador de fenómenos naturais. Para que o aerogerador possa cumprir a norma IEC 61400-23:2014 é fundamental a integração destes elementos aerodinâmicos.

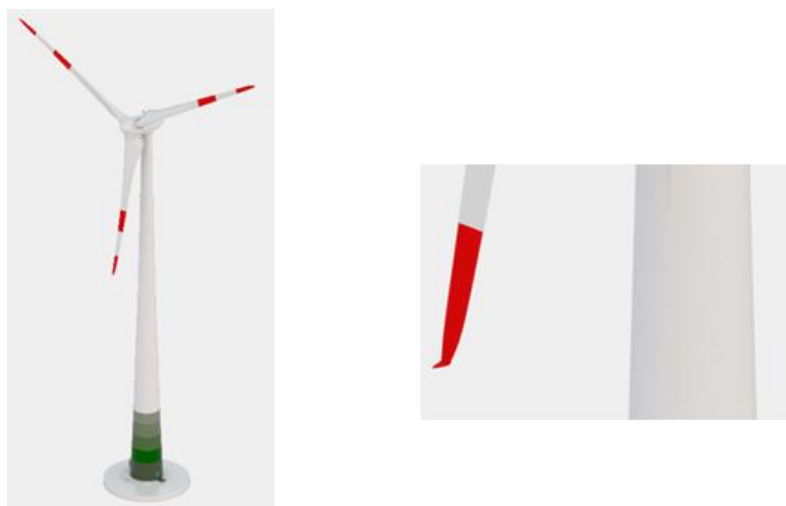


Figura 4-7 – Elemento aerodinâmico num modelo de pá ENERCON.

4.3.3 Fundação

A fundação é a conexão entre a torre e o subsolo e suporta todas as cargas dinâmicas e estáticas da turbina eólica. A ENERCON dispõe de várias fundações tipo dependendo das suas turbinas (figura 4-8). No entanto, essas soluções são passíveis de serem modificadas desde que haja um estudo geotécnico que comprove a necessidade da alteração da mesma.

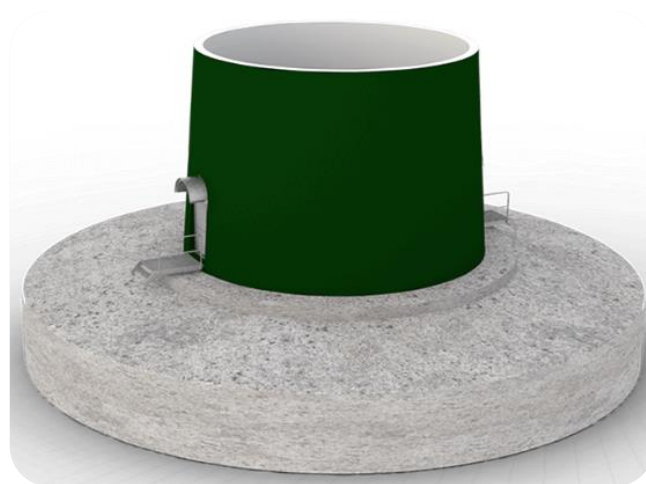


Figura 4-8 - Exemplo de uma fundação ENERCON [31].

As fundações ENERCON são sempre circulares (figura 4-9). Aquando da sua conceção, para além de ter em atenção as cargas mecânicas que irá suportar toda a estrutura da turbina, também tem em consideração as possíveis infiltrações causadas pela água e que danificam a fundação.

Uma vez que o solo (dependendo do *site*¹⁸) só pode absorver uma certa quantidade de carga, a ENERCON possui uma gama de bases planas ou profundas tipificadas que se adaptam a terrenos diferentes [35].



Figura 4-9 - Vista da fundação de um modelo E-126 [35].

Este tipo de construção diferencia-se pela sua capacidade de uniformizar as cargas, uma vez que como é circular as cargas são iguais em qualquer ponto; há uma redução no betão armado utilizado e tem uma área de implementação menor.

4.3.4 Torres

As torres eólicas em conjunto com a fundação são dos equipamentos mais importantes da constituição de um aerogerador, pois são elas que suportam toda a estrutura. As torres são dimensionadas dependendo do local e da capacidade nominal da turbina, uma vez que têm que suportar todas as cargas mecânicas e aerodinâmicas relacionadas com as oscilações na *nacelle* e das pás. Necessitam de ser bem estruturadas e definidas, de modo a não colapsarem ou prejudicar a eficiência da máquina ao longo do tempo. Atualmente, as torres produzidas pela ENERCON são fabricadas em secções individuais de betão e aço, sendo por isso denominadas por torres híbridas [31].

¹⁸ Parque eólico como um todo.

Em todos os modelos das turbinas fabricadas pela ENERCON estão disponíveis duas soluções para as torres: tubo de aço ou torre de betão pré-moldado, dependendo do local e da altura do *hub*. As torres de tubos de aço são fabricadas em várias secções (figura 4-10) [36].



Figura 4-10 - Secção de uma torre de aço [37].

A torre de betão pré-moldado utilizada é uma torre híbrida constituída por segmentos de betão para os dois terços inferiores da torre, e secções de aço, para o terço superior. Os segmentos com grandes diâmetros são produzidos em duas ou três meias conchas de modo a facilitar o seu transporte para locais de difícil acesso. Após a instalação no local de construção, os segmentos de círculo completo são tensionados com cordões pré-esforço ao longo da parede da torre [36].

Quer a torre quer a fundação são produzidas tendo por base a norma IEC/TC 88 61400-6 específica para *tower and foundation design*.

4.3.5 Gerador Síncrono

O sistema de conversão de energia elétrica exclusivo da ENERCON tem por base um gerador síncrono em forma de anel, um conceito que exclui sistemas de engrenagem. Em conjunto com o *hub* do rotor, o gerador proporciona um fluxo magnético praticamente sem fricção. A rotação suave dos poucos componentes móveis garante um desgaste mínimo dos materiais, aumentando o seu tempo de operação. O gerador *Wobben/ENERCON*, é multipolar, constituído por 72 pares de polos, síncrono e sem acoplamento direto à rede. A tensão e frequência de saída variam de acordo com a velocidade de rotação das pás e são

convertidas para a rede através de um circuito intermediário de corrente contínua e inversores [38].

4.3.6 Vantagens do gerador em anel *Wobben/ENERCON*

Sendo uma das enormes vantagens competitivas em relação à concorrência, a utilização do gerador síncrono apresenta os seguintes benefícios: [38]

- Isento de sistema de engrenagem;
- Desgaste mecânico reduzido devido à rotação suave da máquina;
- Redução de tensões devido à elevada variabilidade da velocidade;
- Controlo otimizado do rendimento;
- Alto nível de compatibilidade com a rede.

4.3.7 Estator e Rotor

A constituição do gerador é semelhante ao habitual, tendo um estator que é a parte fixa e um rotor que é a parte móvel (figura 4-11).



Figura 4-11 - Gerador em anel ENERCON [31].

No estator estão inseridos os enrolamentos das bobinas trifásicas e é onde será induzida tensão alternada através do movimento do rotor produzindo corrente alternada, quando este se encontra sobre carga. De modo a conseguir uma vida útil longa, os enrolamentos de cobre no estator são concebidos na classe de isolamento F, que segundo a norma IEC 61140 tem a

capacidade térmica de 155°C, e isolados com um verniz epóxi¹⁹ com capacidade térmica de 180°C [35]. Este verniz é constituído por um polímero termifixo, que quando se mistura com um agente catalisador endurece. Dessa forma vai ser utilizado como isolador uma vez que os eletrões livres nas suas ligações atómicas são praticamente inexistentes, tornando os condutores de cobre da bobina os únicos condutores do fluxo magnético [38].

Uma particularidade deste gerador é que a colocação dos enrolamentos de cobre é um trabalho exclusivamente manual de modo a garantir um controle dos materiais utilizados e sem que haja cortes na aplicação do enrolamento (figura 4-12). Além disso, permite a aplicação de um enrolamento contínuo²⁰, que se insere do princípio ao fim sem interrupções [38].



Figura 4-12 – Enrolamento do gerador anelar [39].

¹⁹ Características da resina epóxi:

- Elevada durabilidade, impermeável e resistente à abrasão;
- Rápida aplicação;
- Espessura reduzida.

²⁰ Vantagens do enrolamento contínuo:

- Evita defeitos de fabricação na elaboração de ligações elétricas;
- Elevada qualidade do sistema de isolamento do condutor de cobre;
- Inexistência de resistências de contacto.

O campo magnético do enrolamento do estator é acionado através de polos magnéticos, que se encontram no rotor e que não emitem ruído devido à sua adaptação à rotação suave do gerador em anel.

No rotor está o enrolamento indutor, que é percorrido por corrente contínua e tem como função a criação de um campo magnético intenso [36].

O estator é constituído basicamente por uma "carcaça" com funções essencialmente mecânicas. Esta “carcaça” suporta um núcleo de material ferromagnético, sob o qual se encontram distribuídos os enrolamentos do induzido (figura 4-13).



Figura 4-13 - Carcaça que suporta o núcleo ferromagnético [39].

4.3.8 Comportamento térmico

O gerador *Wobben/ENERCON* caracteriza-se pelo controlo otimizado da temperatura através da implementação de sensores térmicos, que garantem a monitorização contínua do gerador. Obviamente que a temperatura de acionamento dos sensores é inferior à resistência térmica dos materiais de isolamento, de modo a não os danificar e evitando descargas devido a excesso de temperatura [38].

5. Qualidade da energia elétrica

5.1 Considerações gerais

A qualidade da energia elétrica normalmente está associada à qualidade e à continuidade da onda de tensão. Nesse sentido, a continuidade da tensão é caracterizada pela frequência e pela duração das interrupções de fornecimento de energia elétrica e a qualidade da onda de tensão é caracterizada pela forma da onda de tensão, pela amplitude, pela frequência e pela simetria do sistema trifásico de tensões. No entanto, a crescente utilização de equipamentos sensíveis à qualidade da tensão de alimentação, provocam demasiadas interrupções, interferências, sobreaquecimentos e erros de medição, entre outros fatores, nas redes de transporte. Com o desenvolvimento da eletrônica de potência, grande parte dos equipamentos não funcionam como cargas lineares, interferindo negativamente na rede, originando correntes não sinusoidais e produzindo harmônicos na rede elétrica. Estes harmônicos provocam aumento das perdas relacionadas com o transporte, distribuição e consumo de energia elétrica. Na atividade de distribuição de energia elétrica, isto é, desde que a diretiva nº85/374 no artigo 2º, definiu a eletricidade como um produto, a qualidade de serviço é estudada segundo três aspetos: continuidade de serviço, qualidade da onda de tensão e qualidade comercial. No entanto, a qualidade da energia elétrica depende do bom funcionamento de três fatores: valor da tensão, frequência da rede e interrupções na rede. A qualidade da onda de tensão é a mais difícil de controlar, uma vez que detém fenómenos associados (figura 5-1) que alteram a sua forma de onda [40].

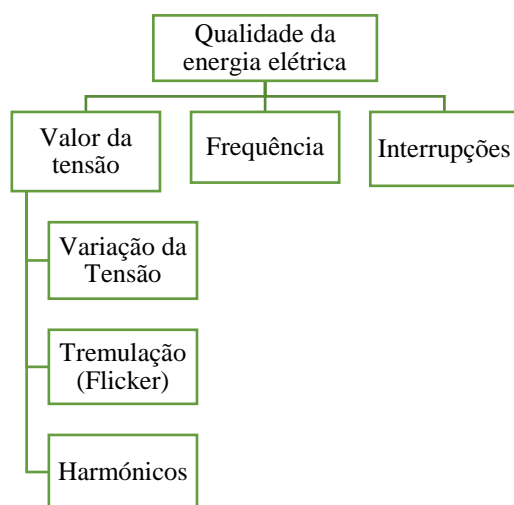


Figura 5-1 - Fenómenos associados à qualidade da energia elétrica [41].

5.2 Frequência

No caso das turbinas eólicas, a responsabilidade regulamentar relativa à qualidade da energia elétrica está a cargo da companhia elétrica que recebe essa energia. A interação entre a rede e a turbina eólica irá afetar a qualidade da energia na rede, principalmente devido às variações da tensão. A frequência na rede é normalmente estável e habitualmente, não varia para além dos valores normalizados (tabela 5-1), com exceção da ligação de centrais a combustíveis fósseis na mesma rede, que já provoca variações na frequência.

De acordo com a Portaria nº596/2010, de 30 de julho, as instalações de produção eólica devem suportar incidentes, sem se desligarem da rede, nas seguintes condições:

Tabela 5-1 – Valores suportados pelas instalações de produção eólica.

Desvios de frequência	47.5 Hz a 51.5 Hz
Componente inversa da corrente	Até 5% da corrente nominal

5.3 Variações na Tensão

Nos SEE, as variações de tensão dizem respeito à variação do valor eficaz da tensão durante um determinado período de tempo. A NP EN 50160 normaliza as condições sob as quais o SEE se rege, sendo obrigatório o seu cumprimento. A tensão nominal é de 230/400 V a uma frequência de 50 Hz. [41] Não considerando as interrupções, 95% dos valores eficazes médio de 10 minutos para cada período de uma semana devem situar-se numa faixa $\pm 10\%$ da tensão nominal [42].

As variações de tensão na rede são essencialmente provocadas pelas variações de carga do recurso eólico, isto é, devido às flutuações do vento. No entanto, também podem ocorrer paragens de emergência e o aerogerador passar de uma produção superior a um para zero muito bruscamente. Em relação à inconstância do vento existem ferramentas computacionais que têm a capacidade de prever qual a velocidade do vento em determinado dia e local. Os sistemas de velocidade variável sem caixa de velocidades produzidos pela ENERCON, através de um gerador síncrono de rotor bobinado não introduzem perturbações na rede elétrica, desde que devidamente complementados com equipamentos, como conversores CA-CC ou inversores CC-CA, de modo a eliminar o trânsito de potência ativa e reativa.

O decreto-lei nº168/99, de 18 de maio, estipula os limites que um gerador síncrono deve ter na rede elétrica nacional, quer a nível da potência de ligação à rede, do fator de potência (tabela 5-2) quer dos seus níveis de tensão na sua ligação à rede (tabela 5-3).

Tabela 5-2 – Fator de potência legal para geradores síncronos.

Fator de potência em geradores síncronos
“Os geradores síncronos poderão manter um fator de potência entre 0,8 indutivo e 0,8 capacitivo perante variações na tensão da rede pública dentro dos limites legais que constarem da concessão da rede pública.”.
“Durante as horas de vazio não é permitido o fornecimento de energia reativa à rede”.

Tabela 5-3 – Níveis de tensão de ligação à rede de geradores síncronos.

Grandezas	Potência do gerador	
	Até 500 kVA	Maior que 500 kVA
Tensão de rede (1 p.u)	0.9 a 1.1	0.92 a 1.08
Desvio da frequência da rede	± 0.3	± 0.2
Fase em relação à tensão da rede	$\pm 20^\circ$	$\pm 10^\circ$

5.4 Tremulação (*Flicker*)

As variações da velocidade do vento em escalas de tempo muito reduzidas (na ordem dos milissegundos até ao minuto), também chamadas de turbulência atmosférica, que aliadas aos aspetos dinâmicos estruturais da turbina eólica são responsáveis pelas variações dinâmicas da tensão, associadas ao efeito *flicker*²¹. A caracterização do potencial eólico permite conhecer as variações lentas da tensão e averiguar a eventual necessidade de instalação de transformadores com regulação de carga [43].

A sombra provocada pelas partes móveis ou estáticas da turbina têm um efeito visual que se assemelha a uma tremulação. Este fator não influencia a rede elétrica, mas é vulgarmente denominado por “*shadow flicker*”. O impacto visual é provocado pela

²¹ Definição segundo o regulamento nº455/2013 da ERSE: Tremulação (“*flicker*”) – impressão de instabilidade da sensação visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo.

ofuscação natural do sol e é sensível ao olho humano, tornando-se muito desconfortável quando as turbinas estão implementadas numa área próxima de trabalho ou residência, como mostra a figura 5-2.

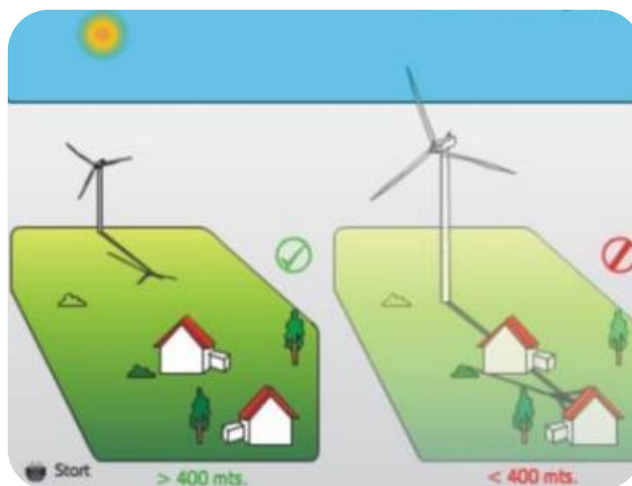


Figura 5-2 - Efeito da sombra das turbinas [44].

5.5 Cavas de Tensão

Define-se cava de tensão como a diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 1% da tensão declarada, seguida do restabelecimento da tensão depois de um curto lapso de tempo. Por convenção, uma cava de tensão dura de 10 milissegundos a 1 minuto. O valor de uma cava de tensão é definido como sendo a diferença entre a tensão declarada e a tensão eficaz durante a cava de tensão [45].

As cavas de tensão afetam negativamente a rede uma vez que os defeitos elétricos (curto-circuito) permanecem nela até que sejam eliminados pela abertura dos disjuntores. Os principais impulsionadores destes defeitos são condições atmosféricas adversas, descargas atmosféricas, defeitos de isolamento dos equipamentos e defeitos de material.

As cavas de tensão ocorrem e mantêm-se nas redes, enquanto os defeitos elétricos (curto-circuitos) nelas permanecem, ou seja, enquanto estes não são eliminados pela abertura dos disjuntores, em resultado da atuação dos sistemas de proteção [46]. De acordo com a Portaria nº596/2010, de 30 de julho, as instalações de produção eólica com potência instalada superior a 6 MVA devem permanecer ligadas à rede durante as cavas de tensão decorrentes de defeitos trifásicos, bifásicos ou monofásicos sempre que a tensão no lado da rede de distribuição esteja acima da curva apresentada na figura 5-3, não podendo consumir potência ativa ou reativa durante o defeito e na fase de recuperação da tensão.

Capacidade de suportar cavas de tensão na sequência de defeitos trifásicos, monofásicos e bifásicos

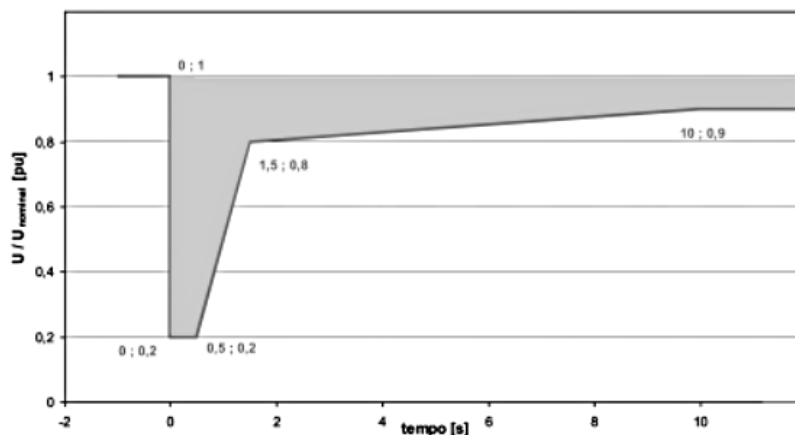


Figura 5-3 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão [47].

Após a eliminação do defeito e início da recuperação da tensão na rede de distribuição, a potência ativa produzida deve recuperar de acordo com uma taxa de crescimento por segundo não inferior a 5 % da sua potência nominal [47].

As instalações de produção eólica com potência instalada superior a 6 MVA devem fornecer corrente reativa durante cavas de tensão, de acordo com a figura 5-4, proporcionando desta forma suporte para a tensão na rede. O cumprimento desta curva de produção mínima de corrente reativa durante cavas de tensão, pelas instalações de produção eólica, deve iniciar -se com um atraso máximo de 50 milissegundos após a detecção da cava de tensão [47].

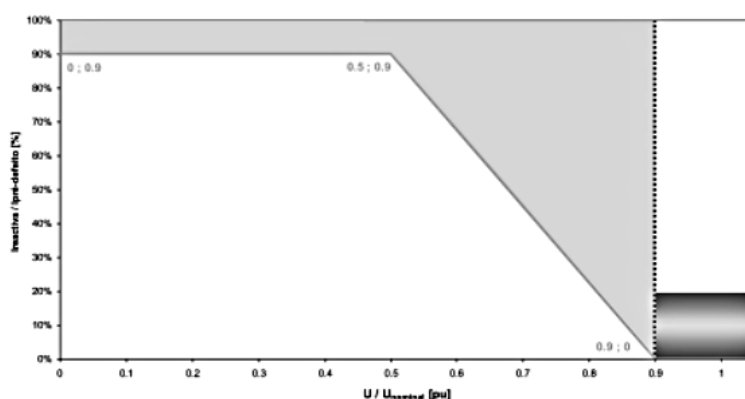


Figura 5-4 Curva do fornecimento de reativa pelas instalações de produção eólica durante cavas de tensão [47].

Sendo a produção eólica de extrema importância em Portugal, com uma capacidade de injeção na ordem dos gigawatts, é necessário dotar os equipamentos de tecnologia que tenha a capacidade de resistir às cavas de tensão, de modo a controlar a tensão e a potência reativa. O principal problema é que, na sequência de cavas de tensão, o parque eólico sai muitas vezes de serviço, provocando perturbações na rede, e no pior caso o isolamento da linha. Atualmente existe esse problema na rede, pois parte dos aerogeradores instalados em Portugal não tem equipamentos com capacidade de suportar às cavas de tensão.

A ENERCON tem 2,863 GW de potência instalada em Portugal. Alguns modelos de aerogeradores ENERCON instalados (tabela 5-4) há alguns anos atrás tinham dificuldades técnicas e não foram passíveis de serem adaptados com sistemas de controlo de cavas de tensão. Da análise da tabela 5-5 constata-se que, do total de potência instalada com máquinas ENERCON, apenas 5% não está apta para adaptação de um sistema UPS²² (*Uninterruptible Power Supply*) ou similar.

Tabela 5-4 – Número de aerogeradores ENERCON instalados e em produção em Portugal (Tabelas auxiliares no anexo III) [48].

Modelo ENERCON	E40	E48	E66
N.º WEC	76	19	51
Potência Unitária (kW)	550	800	1800
Potência Instalada (kW)	41800	15200	91800
Potência total sem UPS ou similar (MW)	148,8		

Tabela 5-5 – Quantidade (%) de aerogeradores ENERCON sem UPS. (Tabelas auxiliares no anexo III) Fonte: ENERCON

Potência total instalada ENERCON (MW)	2863,236
% WEC sem UPS ou similar ENERCON	5

Os restantes 2458,8 MW instalados pertencem a outros fabricantes e, embora não tenha dados específicos para afirmar o valor exato, com certeza que existem partes desses que não estão adaptados para suportar as cavas de tensão.

²² É um sistema de alimentação elétrica que caso haja uma quebra de corrente, entra em ação alimentando todos os dispositivos ligados ao sistema.

A tecnologia ENERCON atual dota as novas turbinas com UPS, que permite que sobrevivam às cavas de tensão possibilitando a regulação da tensão e o fornecimento de energia reativa na rede, conforme a Portaria 596/2010, de 30 de julho.

6. *Repowering* vs extensão da vida útil

6.1 Contextualização

As turbinas eólicas são concebidas considerando um conjunto de fatores que interferem diretamente com a sua performance, desde a área de varrimento das pás à classe de ventos definida pelo IEC. Tendo em conta estes fatores ao longo do período de vida útil, o fabricante emite um *type certificate*, onde garante o funcionamento da turbina durante 20 ou 25 anos, de acordo com a classe de vento. Certo é que em algumas circunstâncias, as turbinas são implementadas em locais que podem condicionar o período definido pelo fabricante, com um regime de ventos muito turbulento, intempéries constantes, descargas atmosféricas, etc., que diminui a vida útil dos equipamentos.

A partir do momento que a turbina é instalada é da responsabilidade do seu proprietário (promotor eólico) assegurar todas as manutenções previstas pelo manual do fabricante, quer por contratos de Operação e Manutenção com o próprio fabricante, quer por entidades de manutenção externas (subcontratadas pelo promotor).

Atualmente, vive-se um tempo de grande incerteza no panorama nacional, isto porque uma parte significativa dos parques eólicos irá completar 20 anos de serviço nos próximos anos, o que nos leva a questionar qual o futuro da energia renovável eólica em Portugal. Para uma análise mais realista e recolhendo dados na APREN, relativamente aos parques eólicos existentes em Portugal verifica-se que sete já ultrapassaram os 20 anos de vida útil garantidos pelo fabricante (figura 6-1) e outros 24 parques têm uma idade superior a 15 anos, estando próximos do limite máximo definido no *type certificate* (figura 6-2).

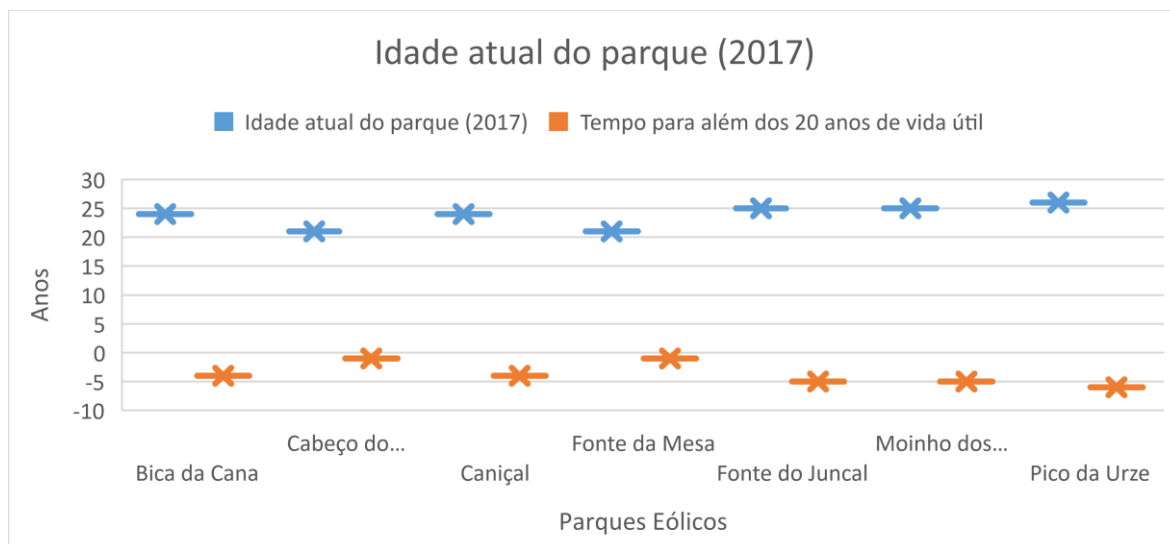


Figura 6-1 - Parques eólicos que ultrapassam o limite do *type certificate* [48].

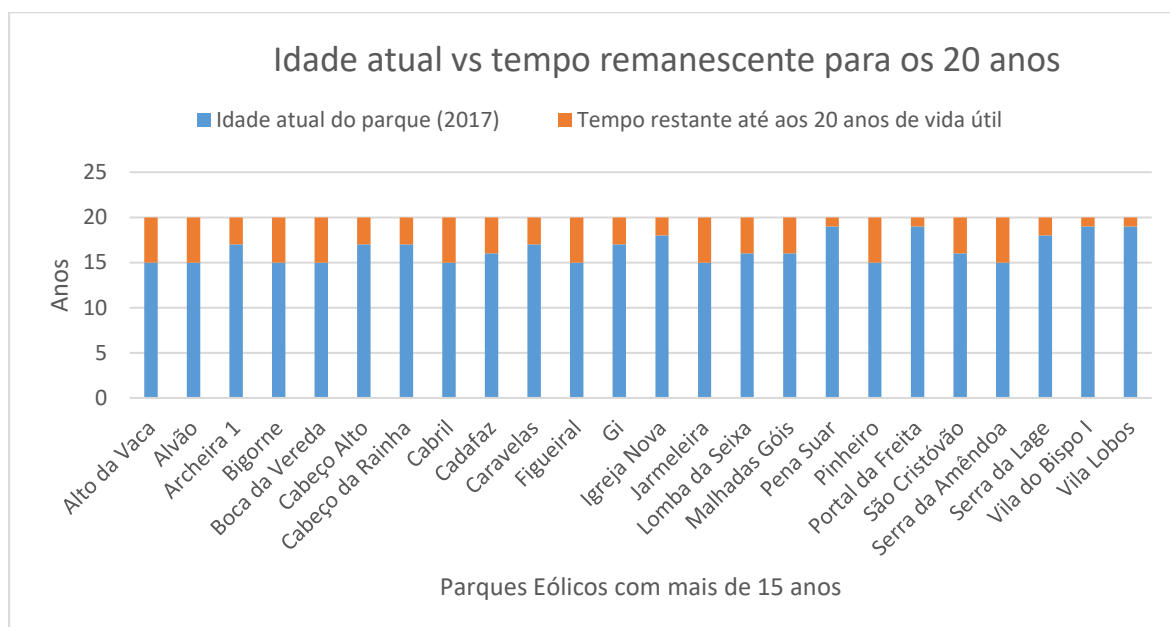


Figura 6-2 - Parques eólicos com idade superior a 15 anos e inferior a 20²³ [48].

Partindo do pressuposto de que os equipamentos não são vitalícios, a seguir esta tendência, o potencial eólico irá diminuir drasticamente nos próximos anos, não cumprindo com as metas da UE relativamente à produção de eletricidade através de recursos renováveis.

A potência instalada de todos os parques que atualmente têm idade igual ou superior a 15 anos e inferior a 20 anos é de 246,62 MW, potência essa que está na eminência de

²³ É de salientar que o parque eólico Vila de Lobos já procedeu ao *repowering* no ano de 2017 e desse modo ainda não aparece nas estatísticas de 2016 realizadas pelo INEGI no projeto e2p.

desaparecer se não houver soluções para manter o potencial eólico ativo, mantendo a cota ideal de energias renováveis, como mostra a figura 6-3 elaborado pela APREN.

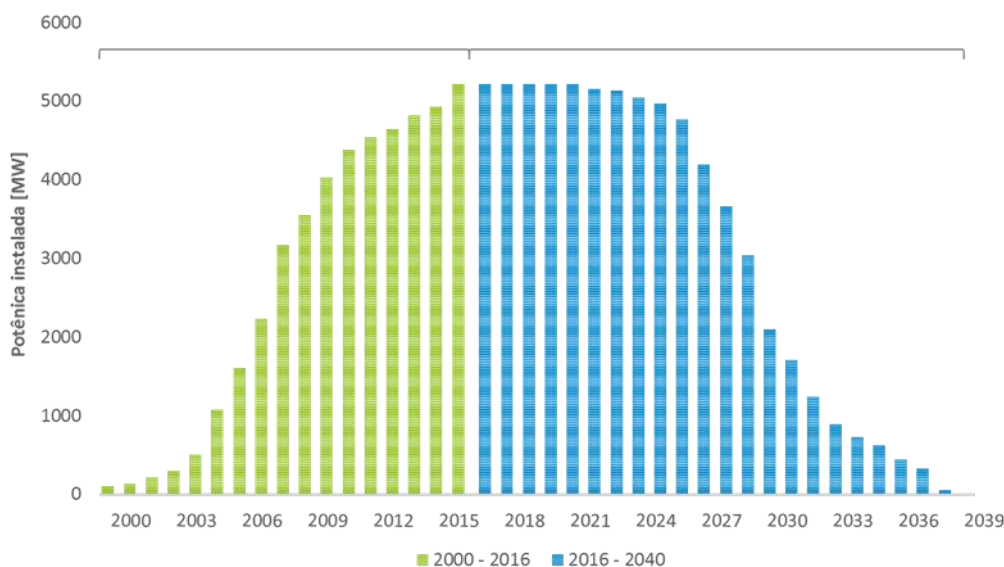


Figura 6-3 - Estimativa da potência instalada eólica em Portugal [49].

6.2 Atualidade

Na legislação atual não existe qualquer tipo de impedimento que leve os parques eólicos com idade superior aos 20 anos a desmantelar as turbinas ou a proibição da injeção na rede elétrica. No entanto, para segurança de todos os intervenientes, e sabendo que os materiais sofrem um grande desgaste mecânico e elétrico, são necessárias medidas de prevenção e proteção.

Para estender a vida útil para além dos 20 anos é necessário que as entidades competentes em conjunto com os promotores e fabricantes eólicos cheguem a um consenso e que se realizem inspeções específicas para comprovar a integridade estrutural da turbina. Caso contrário, Portugal irá não só regredir na qualidade de regulação da rede elétrica, como irá contribuir para um acréscimo de risco de segurança com possíveis colapsos, afetando a imagem do país, ficando atrás da fileira europeia nas metas até então conseguidas.

Existem deste modo duas soluções para o futuro; um novo ciclo de investimento no ramo eólico através do *repowering* e, desde que haja um rígido enquadramento legal, extensão da vida útil das turbinas eólicas. Pode-se tomar como exemplo as boas práticas de engenharia já existentes na Europa que implementaram requisitos legais para estas soluções, potenciando locais onde, através dos modelos de cálculo, se verifique se os aerogeradores podem permanecer em funcionamento entre 2 a 5 anos adicionais para além do período de

tempo de vida certificado. Na Holanda, criou-se a norma NPR 8400:2016 em, especificamente para parques eólicos em fim de vida e que queiram prolongar a sua exploração. Exemplo que deve ser seguido por todos os países da Europa de modo a tornar este processo seguro, transparente e igual para todos [50].

A legislação portuguesa é atualmente muito ambígua no sector eólico, pois existe uma lacuna no que respeita ao *repower* ou à extensão de vida útil dos aerogeradores. O que vigora é legislação antiga, que necessita de ser atualizada para o novo cenário em que as turbinas estão no limiar do *type certificate* emitido.

Contrariamente a alguns países da Europa, onde a licença de exploração tem um limite referente ao limite do *type certificate* da turbina, em Portugal o ponto de ligação à rede recetora não prescreve (não há qualquer tipo de indicação quanto à sua validade), segundo o Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, podendo então assumir esse ponto vitalício a partir do momento que a DGEG autoriza a exploração e venda de energia à rede recetora de acordo com a tipologia da turbina inicialmente prevista. Para o *repower* será necessária atualização da licença de exploração por parte da DGEG, uma vez que no documento emitido relativamente à licença de produção de energia eólica, estão especificadas as características do aerogerador a implementar, nomeadamente marca e modelo, bem como o número de série e a potência unitária. Com o *repowering*, essas características serão alteradas sendo por isso necessário um pedido de aditamento da licença com os novos dados da turbina. A capacidade contratual anteriormente definida no que diz respeito à energia elétrica injetada na rede permanecerá a mesma.

6.3 Repowering

Vamos abordar o conceito *repower* no contexto de fim de vida das turbinas, assumindo que este é a substituição integral do aerogerador, aproveitando apenas os cabos enterrados e a subestação caso seja adequado. Isto porque, no mesmo contexto, a turbina pode estender o seu tempo de vida útil com substituições parciais de alguns componentes. Adiado por mais uns anos o *repower* completo.

Com o período de vida útil a terminar (*type certificate*), o pensamento está voltado para duas soluções. Por um lado, a substituição de equipamentos preventivamente para evitar danos irreparáveis e custos avultados em caso de extensão de vida útil, por outro, caso a turbina esteja no máximo da capacidade mecânica suportável, o *repower* é a melhor solução. Um dos principais atributos do *repower*, tendo em conta que as novas turbinas conseguem

produzir energia a uma velocidade muito menor, com ventos na ordem dos 2 m/s, de acordo com a curva de potência da turbina e as novas aplicações nas pás (*serrations*, por exemplo) é a redução do impacto ambiental.

A possibilidade de relocar as turbinas é outra vantagem do *repowering*. Com a análise da eolicidade local recolhida ao longo dos anos, no mesmo *site* é possível implementar uma nova turbina num local onde a incidência do recurso é superior permitindo um maior rendimento. Para além disso, com a nova tecnologia, a ligação com a rede elétrica é mais segura, reduzindo significativamente possíveis picos de tensão e variações de frequência.

Com a constante inovação tecnológica, o *repowering* maximiza a produção de energia e atualiza a frota de turbinas para modelos recentemente desenvolvidos, fazendo com que com menos máquinas seja possível produzir mais energia com melhor qualidade, por exemplo, as turbinas com potência nominal baixa, na ordem dos kW podem ser substituídas por turbinas com potência nominal na ordem dos MW, diminuindo o número de turbinas por parque, assim como a área geográfica de atuação. Mesmo que a capacidade de injeção seja limitada pela licença de exploração, é sempre possível limitar a turbina para a potência que é pretendida injetar na rede elétrica.

Todos os custos associados ao desmantelamento das turbinas antigas em prol da construção das novas devem ser contabilizados, desde os custos da reciclagem dos componentes até à perda temporária da receita que existia até que as novas turbinas estejam implementadas. Economicamente, o *repower* só é vantajoso caso haja financiamento ou incentivos por parte de entidades governamentais. O preço por turbina varia entre um e dois milhões de euros por MW, tornando um parque eólico um investimento de alto risco com um *payback* muito elevado. Atualmente, em Portugal, os incentivos são dados sob forma de tarifa FIT em regime PRE, nos parques existentes. No entanto com as alterações da UE relativamente à produção de energia através de fontes renováveis levam a crer que esse incentivo esteja perto do fim com a venda da energia eólica em mercado. Por outro lado, a realidade das interligações europeias, que irão permitir uma maior fluidez da energia em toda a Europa e uma uniformização relativamente ao preço da eletricidade, também contribuem para o fim das tarifas bonificadas. Um outro pormenor que pode levar ao atraso de todo o processo é a atualização da licença de exploração por parte da DGEG [51].

Com a frota atual em constante envelhecimento é necessário estimular o incentivo à continuidade da produção eólica dentro de limites aceitáveis.

Em Portugal, a ENERCON detém cerca de 53% do mercado dos aerogeradores ligados à rede e na sua grande maioria são turbinas do modelo ENERCON E-82 com potência unitária de 2000 kW. No mercado existem novos modelos ENERCON E-82, com a mesma potência unitária, que garantem uma maior eficiência quer na produção quer na qualidade da energia elétrica, que se adequam ao conceito de *repowering*.

6.3.1 Políticas de incentivo ao *repowering*

Só é possível proceder à renovação das centrais eólicas com a implementação de nova legislação. A venda de energia renovável eólica no mercado será uma realidade, quer por imposição da UE, para que todas as fontes renováveis tenham uma remuneração uniforme, quer por imposição governantes portugueses, de modo a diminuírem a tarifa energética que é a mais cara da Europa. Essa política segue as linhas europeias, onde a energia eólica vai a leilão no mercado energético e é uma meta a atingir. No entanto, embora terminem com as tarifas FIT e com o regime em produção especial, é necessário estimular o crescimento eólico através das tarifas *Contract for Difference* (CFD), muito utilizadas no Reino Unido.

Com o objetivo de promover o investimento de produção de energia através de recursos renováveis, foi criado no Reino Unido, um novo contrato com tarifas remuneratórias designado por *Contract For Difference* (CFD). Desta forma, é possível investir no setor eólico de modo a garantir o cumprimento dos objetivos acordados com a UE relativamente à redução das emissões de carbono.

O CFD é um contrato a longo termo entre o promotor energético e uma *Low Carbon Contracts Company* (LCCC²⁴), que permite que o promotor estabilize as receitas através de um acordo com uma duração definida. Neste contrato os pagamentos podem fluir entre o promotor e a LCCC, ou vice-versa. Isto é, quando o preço em mercado estiver abaixo do valor de referência, a LCCC pagará o remanescente até ao valor de referência, no entanto, caso o preço em mercado seja superior a valor de referencia, será o promotor a pagar à LCCC a diferença acumulada, como mostra a figura 6-4. Este modelo está de acordo com a legislação britânica.

²⁴ LCCC é uma empresa privada, da propriedade da Secretary of State for Business, *Energy and Industrial Strategy* (BEIS). Esta empresa gere os CFD introduzidos pelo governo britânico, como parte do programa *Electricity Market Reform* (EMR).

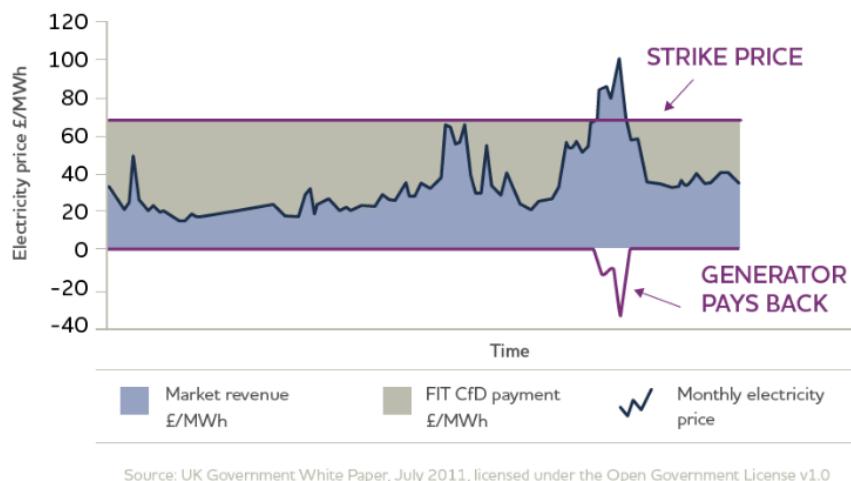


Figura 6-4 - Modelo exemplificativo das tarifas através de CFD [52].

Esta prática poderá servir de exemplo para Portugal, de modo a promover o *repowering* e acabar com as tarifas FIT, diminuindo o impacto económico. Neste caso, à semelhança da legislação para a remuneração inicial, é necessária uma legislação apropriada ao conceito em questão.

6.3.2 Benefícios do *repowering*

A implementação de tecnologias mais avançadas, com maior capacidade de controlo e produção, introduz benefícios não só na qualidade da rede elétrica, bem como na segurança de todos os intervenientes do parque eólico.

Relativamente à qualidade da energia elétrica, os novos equipamentos têm componentes que vêm de fábrica com maior aptidão para o controlo, quer da frequência da rede, das cavas de tensão e dos harmónicos, de acordo com a NP EN 50160.

6.4 Extensão de vida útil

Dado que os incentivos europeus e nacionais para a energia eólica serão limitados num futuro próximo e tendo em vista a continuidade da bonificação de tarifas para a PRE para os produtores com regime remuneratório alternativo, durante um período adicional de cinco ou sete anos após o termo do período inicial de remuneração garantida, de acordo com o Decreto-Lei nº35/2012, de 28 de fevereiro [53], a extensão de vida útil dos aerogeradores surge como uma forte opção. Apesar de não ser a opção mais fiável, quando comparada ao *repower*, poderá ser uma alternativa para a continuidade de serviço das energias renováveis em Portugal.

A legislação nacional não impossibilita esta escolha, no entanto, é necessário ter um plano de ação de segurança reforçado, de modo a comprovar a integridade do equipamento após alcançar os 20 anos. Após esse limite, o futuro do aerogerador torna-se uma incógnita quando à sua performance e segurança (figura 6-5).

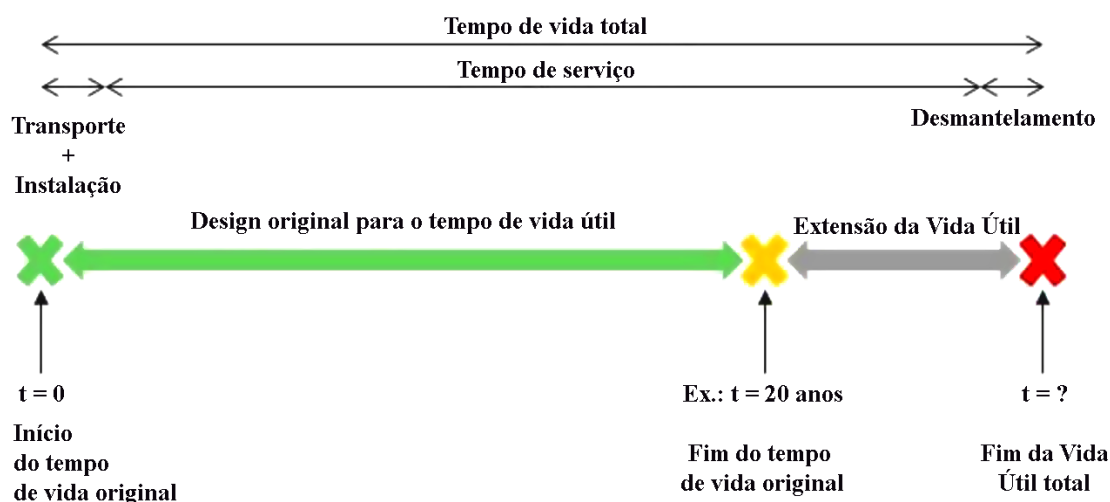


Figura 6-5 - Esquema acerca do prolongamento da vida útil [54].

Existem parques eólicos em Portugal que ultrapassam os limites dados pelo fabricante e outros tantos no seu limiar, no entanto, continuam em funcionamento. No panorama nacional não há muita informação acerca deste tema, nem das medidas que os promotores com parques em fim de vida estarão a tomar. É necessário que as entidades competentes se debrucem sobre o assunto e estudem estratégias legais de continuidade de serviço.

6.4.1 Metodologia a adotar

Em todo o mundo a extensão de vida útil dos aerogeradores é um tema em estudo por partes das respetivas entidades competentes. Como se constatou, na Holanda já foi criada uma lei que obriga os promotores a ter atenção à segurança do equipamento. Algumas empresas de consultadoria/inspeção técnica também oferecem serviços neste âmbito.

O aerogerador vai sofrendo fadiga de material e desgaste ao longos dos anos e é necessário verificar a sua estrutura. É certo que ao longo dos 20 anos é feita manutenção preventiva e substituição de componentes designados por *updates*, no entanto, é necessário testar a fiabilidade dos materiais antes de prolongar a vida útil. Uma avaliação detalhada sobre o estado do aerogerador é fundamental para definir se está ou não apto para extensão de vida útil. Essa avaliação deve ter como principais objetivos:

- Avaliar o nível de segurança, em conformidade com os padrões referenciados pelo fabricante, práticas recomendadas pela engenharia e legislação existente.
- Definir instruções técnicas, quer para os fabricantes, quer para os promotores, de possíveis alterações e limitações do aerogerador em caso de extensão.
- Avaliar o estado de fadiga de todos os equipamentos e relacionar os dados recolhidos com o manual do fabricante.
- Estudar o impacto das cargas mecânicas até então sofridas pela máquina e comparar com as cargas máximas admissíveis, segundo o manual do fabricante, e, posteriormente, avaliar o remanescente (caso haja) para o máximo, de modo a prever o tempo de extensão adequado.

Após essa avaliação, a realizar por uma entidade independente, será necessária a emissão de um certificado de conformidade, validando que o aerogerador está apto para extensão de vida útil. Nalgumas situações a máquina está de tal modo fatigada que não será possível prolongar a vida útil, sendo a melhor solução o *repowering*, ou, em último caso, o desmantelamento. Noutras situações poderá ser necessário efetuar trocas de equipamento, como pás, motores ou gerador, ou limitar a potência de injeção na rede para que o aerogerador não sofra demasiados esforços mecânicos e possa operar em segurança. Tudo isto fará sentido quando acompanhada com legislação atual definida especificamente para esta situação, à semelhança da NPR 8400:2016 em (anexo IV), seguindo os princípios definidos por entidades internacionais, presentes nas normas indicadas na tabela 6-1:

Tabela 6-1 - Requisitos definidos pela IEC.

Normas	Título
IEC 61400-1	Turbinas eólicas - Parte 1: Requisitos de projeto
IEC 61400-2	Turbinas eólicas - Parte 2: Requisitos de turbinas de pequena dimensão
IEC 61400-22	Turbinas eólicas - Parte 22: Teste de conformidade e certificação

Além disso as entidades inspetoras deverão também seguir procedimentos internos que lhes confirmem credibilidade para a inspeção efetuada e deverão seguir os requisitos indicados na tabela 6-2.

Tabela 6-2 – Requisitos definidos pela IEC para entidades certificadoras.

Normas	Título
ISO/IEC 17020	Avaliação da conformidade - Requisitos para a operação de vários tipos de organismos que realizam a inspeção
ISO/IEC 17025	Requisitos gerais para a competência dos laboratórios de teste e calibração
ISO/IEC 17065	Avaliação da conformidade - Requisitos para os organismos que certificam produtos, processos e serviços

6.4.2 Avaliação “on site assessment”

A avaliação da turbina com o intuito de prolongar o seu tempo de vida útil inclui os sistemas de proteção e controlo, bem como todos os componentes sujeitos a *stress* mecânico e fadiga. Os componentes apresentados na tabela 6-3 deverão ter uma análise minuciosa através de vários tipos de ensaios não destrutivos, como, por exemplo, termografia, ensaios acústicos, líquidos penetrantes ou outro, de acordo com o componente a analisar e o que melhor se adequa. As turbinas deverão ser avaliadas individualmente.

De forma a uniformizar o processo, a avaliação da turbina engloba várias etapas, sendo isso um processo demorado. O ideal é recorrer a esta análise a partir dos 15 anos de vida da turbina, para de forma preventiva se analise o estado dos materiais e, se necessário, efetue os devidos *updates*²⁵. Assim sendo, numa primeira instância é executada a avaliação analítica, onde se efetuam novos cálculos para a turbina, tendo em conta o local específico da instalação e as condições locais, bem como a análise dos dados SCADA até então recolhidos, registo do histórico de *updates* e *retrofits* realizados, manual do fabricante, relatórios das inspeções e registo de manutenção e relatórios sobre eventuais manutenções extraordinárias.

Para uma correta avaliação da turbina eólica, no sentido de prolongar o seu período de vida útil, é necessário ter em atenção o estado da arte atual, para que as modificações efetuadas sejam em conformidade com o restante equipamento, de modo a garantir a segurança de operação. Assim sendo, para que a turbina prossiga em operação deve:

- Operar de acordo com as condições ambientais e operacionais o mais próximo possível do prescrito para o seu normal funcionamento;

²⁵ Substituição de componentes.

- Não possuir deficiências nos equipamentos que representem um perigo quer para o meio ambiente quer para os intervenientes do parque.

Tabela 6-3 – Componentes a ser avaliados [50].

Componente/Sistema	Equipamento
Pás	Superfície das pás Apertos das pás Torque das pás
Componentes Mecânicos	<i>Hub</i> Cabo principal Torque Rolamento principal Quadro principal Quadro traseiro Cobertura do <i>spinner</i> e da <i>nacelle</i> Sistema de <i>Pitch</i> Rolamento do eixo principal Caixa de velocidades Conexões Sistema de <i>Yaw</i>
Torre de betão, de aço ou híbrida	Segmentos da torre
	Conexões da torre
	Segurança da porta
Fundação	Ligação dos cabos pré-esforço
	Anel da fundação
	Base da fundação
	Pilares da fundação
	Condições do betão
Sistemas de controlo e proteção	Sensores
	Sistemas de travagem
	Controlo do hardware
Equipamento elétrico	Gerador e/ou Gerador anelar
	Proteção contra descargas atmosféricas

Para uma correta avaliação da turbina eólica, no sentido de prolongar o seu período de vida útil, é necessário ter em atenção o estado da arte atual, para que as modificações

efetuadas sejam em conformidade com o restante equipamento, de modo a garantir a segurança de operação. Assim sendo, para que a turbina prossiga em operação deve:

- Operar de acordo com as condições ambientais e operacionais o mais próximo possível do prescrito para o seu normal funcionamento.
- Não possuir deficiências nos equipamentos que representem um perigo quer para o meio ambiente quer para os intervenientes do parque.

É de salientar a importância do estado de arte atual, isto é, aquando da análise para uma possível extensão da turbina, é essencial não menosprezar o conhecimento atual relativo às turbinas eólicas e seguir as mais recentes diretrizes implementadas. O fundamental é a integridade estrutural da turbina eólica, antes dos interesses económicos.

Um método mais simples de avaliação pode ser utilizado quando a documentação do projeto original não está disponível, através de simulações de carga aplicados à turbina, de acordo com a sua localização. Um dos fatores mais importantes que condicionam a extensão da turbina é a fadiga, o que exige a sua avaliação em condições extremas exigida. Em todas as simulações efetuadas é necessário assegurar que o modelo escolhido é o mais adequado e que o grau de incerteza é mínimo, para tornar os valores mais credíveis. As condições elásticas, fadiga, carga dinâmica e de rutura devem ser refletidas nessas simulações tendo em consideração o modelo inicial da turbina. Assim, as informações sobre a eolicidade do local, recolhidas pelo SCADA e pelas torres meteorológicas, a intensidade da turbulência no local, as condições do solo, a temperatura, humidade, formação de gelo, cargas a que foram sujeitas, entre outros fatores, deverão ser considerados na simulação.

Após este processo inicial será emitido um relatório que irá conter informações como: fabricante, tipo e número de série da turbina eólica; localização; horas de funcionamento/energia produzida; data e estado do clima no dia da inspeção; plano da inspeção; observações sobre os danos encontrados; resultado da inspeção e intervalo até à próxima inspeção. Para além destes dados, o relatório poderá conter recomendações e/ou condições para ensaios mais detalhados; eventuais restrições ao prolongamento, isto é, só poderá funcionar caso haja a troca de componentes, por exemplo, e outros dados que a entidade inspetora entenda como essenciais. Os componentes a inspecionar estão indicados no anexo V. Os principais ensaios a realizar aos componentes das turbinas são:

- Ensaios de carga realizados a equipamentos de elevação de cargas e pessoas como plataformas elevatórias e guinchos incorporados na turbina;
- Ensaios elétricos;

- Ensaios de potência sonora;
- Ensaios de ruído ambiente realizados na envoltória da turbina eólica;
- Ensaios de ambiente térmico no interior da turbina eólica;
- Ensaios de óleos lubrificantes através de amostras de óleo;
- Ensaios não destrutivos a elementos estruturais;
- Simulação da estrutura da turbina para verificar a fadiga do material;
- Resultados de medição de binários de aperto de elementos de ligação estruturais;
- Ensaios de termografia.

Todos os ensaios apresentados deverão ser acompanhados de um relatório com os respetivos resultados. No anexo VI estão identificados quais os tipos de ensaios que poderão fazer parte deste processo.

6.4.3 Certificação

A certificação final para prolongamento de vida útil será emitida com base no relatório da inspeção efetuada e após nova reinspeção caso seja necessário substituir os componentes principais. Esse relatório deverá ser o ponto de partida para a continuidade de operação da turbina, declarando a conformidade e fiabilidade de todos os equipamentos. Todas as máquinas deverão ser analisadas, no entanto um certificado por cada parque eólico será suficiente, onde especifique as condições de funcionamento e as turbinas que podem operar. A certificação tem um período de validade que será definido pelas entidades competentes e estará de acordo com uma eventual legislação existente em Portugal e uma atualização da IEC TC 88. O anexo VII mostra de forma mais detalhada todo o processo relacionado com a certificação.

6.4.4 Torre e Fundação para prolongamento de vida útil

A torre e a fundação são as estruturas que suportam as cargas mecânicas e físicas a que a turbina está sujeita. Por essa razão são as estruturas que requerem mais atenção em caso de prolongamento da vida útil. Todos os outros equipamentos são substituíveis, tanto

as pás, como o gerador, os motores de *yaw*²⁶ e os restantes equipamentos, isto com o custo associado. No entanto, a fundação é insubstituível e a torre embora substituível, os encargos associados são tão elevados, uma vez que seria necessário desmontar toda a turbina, que inviabiliza a reparação.

Um dos grandes problemas destas estruturas são as condições atmosféricas a que estão sujeitas, onde as constantes diferenças de temperatura provocam fissuração no betão da torre e da fundação. No caso do aço, a fissuração ocorre nos pontos críticos (juntas soldadas).

No projeto da torre, de acordo com a IEC 61400 é necessário ter em conta as cargas dinâmicas (ventos extremos, impulso do rotor), cargas estáticas (peso da *nacelle* e peso da própria torre), fadiga (cargas dinâmicas causadas pelo impulso do rotor), Rigidez (flexão natural) e a flambagem (curvatura). São essas as características que irão condicionar o estado de conservação da torre. Existe uma escala, segundo o manual do fabricante, que admite uma profundidade e um comprimento sem que tenham interferência na performance do aerogerador, e além disso, em caso de reparação do betão, é injetada resina que impede infiltrações de água diminuindo o risco. Na sua conceção original a torre híbrida tem uma duração de 100 anos, segundo a IEC. No entanto, esse tempo é diminuído para melhor se adaptar à estrutura da turbina. As uniões entre as várias secções da torre são em aço, tornando a torre uma estrutura muito resistente. Contudo, a sua análise aprofundada é essencial no caso de prolongamento de vida útil, de modo a ter perceção do seu estado de conservação e, através de simuladores, saber qual o tempo remanescente para a carga máxima. Em última análise, caso esteja demasiado fatigada a solução será substituir ou desmantelar.

A fundação também tem requisitos definidos pela IEC 61400 relativamente à sua conceção. O tamanho da fundação depende das condições geotécnicas locais, sendo, por isso, a análise do estudo original importante aquando da avaliação. Os principais problemas são infiltrações e fissuras, sendo reparadas da mesma forma que as torres. A análise das cargas na fundação deve ser extremamente rigorosa, um pequeno lapso pode levar ao desabamento de toda a estrutura.

²⁶ Os motores *yaw* garantem um ótimo controle de movimentação da *nacelle*. Durante o funcionamento do aerogerador, a *nacelle* gira automaticamente de acordo com a informação que recebe do anemómetro de modo a estar sempre na direção do vento.

7. Conclusões

A investigação apresentada destinou-se a analisar o panorama nacional relativamente à energia eólica e ao tempo de vida útil dos aerogeradores *per si*. Este estudo foi realizado com o apoio da ENERCON Portugal e, por essa razão, toda a informação aqui descrita é relativa aos aerogeradores da mesma. A potência eólica é de extrema importância pois é das principais fontes de energia renovável que alimenta o país, atrás das grandes hídricas.

Um dos objetivos da União Europeia para os próximos anos é que os países membros reduzam a emissão de gases poluentes para a atmosfera, e uma forma de mitigar esse problema é a utilização de fontes renováveis no setor da produção elétrica. Para além disso, a introdução de veículos elétricos na Europa irá aumentar o fluxo energético e serão necessárias fontes de energia renovável para maximizar este fluxo. As interligações europeias são também um fator de interesse na prospeção da energia, nomeadamente a eólica, permitindo escoar os excedentes de produção em momento de baixo consumo local.

O grande investimento eólico deu-se no ano de 2006, onde foram implementados mais de 600 aerogeradores ENERCON, atingindo uma potência total instalada de 1200 MW, só neste empreendimento. Todas as turbinas implementadas esse ano tem um *type certificate* com duração de 20 anos, o que faz com que daqui a oito anos estejam com o certificado caducado. A questão que se coloca é o que fazer às turbinas após os 20 anos? Na realidade já existem em Portugal turbinas com idade superior a 20 anos e continuam a operar de igual forma, sem qualquer tipo de constrangimento em entregar energia à rede. Legalmente não há nenhum documento que condicione a exploração das turbinas após a idade limite imposta pelo fabricante, no entanto não é do conhecimento público se essas turbinas estão estruturalmente estáveis para esse fim, sem comprometer a segurança de todos os intervenientes. Findado o *type certificate* o fabricante não assegura que a turbina está funcional em relação à sua estrutura, estando muito mais suscetível à ocorrência de avarias e acidentes de trabalho. A verdade é que se o *type certificate* fosse levado em consideração, toda a potência eólica instalada estaria na iminência de desaparecer, deixando um grande défice energético na produção descentralizada. Por essa razão é necessário o aproveitamento do recurso eólico e que não haja desmantelamento de parques eólicos. Atualmente, a energia renovável faz parte de um sistema designado por produção em regime especial, onde tem prioridade de injeção de energia na rede elétrica e tarifas remuneratórias de incentivo ao investimento, no entanto, esse panorama está prestes a ser alterado com as novas diretivas

que a União Europeia quer implementar, onde toda a energia, renovável ou não, vai a mercado e só injeta na rede elétrica a quantidade que conseguir vender, a preços de mercado (muito inferiores às tarifas bonificadas). Além disso, a Direção Geral de Energia e Geologia, suspendeu a emissão de licenças de exploração em 2013, o que limita a atribuição de mais potência eólica. Em suma, para minimizar o impacto negativo que a extinção de turbinas eólicas poderá causar a nível nacional, existem duas opções viáveis: o *repower* e a extensão de vida útil dos aerogeradores. Caso nenhuma destas opções sejam favoráveis, a única saída será o desmantelamento. O *repower* será a melhor solução para a renovação da frota eólica, com a implementação de novos aerogeradores, tecnologicamente mais eficientes que os anteriores. À medida que se foi adquirindo experiência no terreno, foram-se desenvolvendo novas técnicas e produtos mais eficazes, com capacidade de colmatar deficiências que outrora existiam. Essa é uma das razões que torna o *repower* uma solução viável. Outro benefício é o facto de com um menor número de aerogeradores se conseguir a mesma potência instalada, uma vez que atualmente a potência unitária dos aerogeradores cresceu significativamente. No *repower*, a licença de exploração necessitará de ser alterada para a nova tipologia da turbina, uma vez que as licenças são de acordo com o tipo de turbina a instalar, no entanto não será necessário novo estudo de impacto ambiental uma vez que não haverá alteração da área a explorar. Todo este processo envolve um grande investimento e, dado a conjuntura que se espera, a amortização desse investimento será num espaço de tempo tão longo que não compensa. Uma das soluções que parece ser satisfatória é a mesma que se aplica em alguns países na Europa, os chamados *contract for difference*. Com esses contratos o investidor fica seguro de que o seu projeto será amortizado em tempo útil. Será também uma mais valia para os consumidores uma vez que não pagaram a diferença no valor total, como acontece atualmente. Uma outra solução é a extensão da vida útil da turbina. Neste caso, é necessário um estudo aprofundado sobre a integridade estrutural da turbina antes de completar os 20 anos, de modo a perspetivar a sua continuidade de serviço para além desse tempo estipulado. Esta opção é vantajosa para os promotores que ainda beneficiem de tarifas remuneratória prolongada, caso tenham optado por essa opção. Se for este o caso, a extensão de vida da turbina poderá compensar, dependendo do seu estado de fadiga. Se uma turbina estiver numa condição tal que para operar nas devidas condições de segurança necessite da troca de grande parte dos seus componentes, será uma questão a ponderar, mediante análise económica. Nem todas as turbinas poderão estender a sua vida útil, esse facto dependerá do local onde está implementada. Se for um local de elevada turbulência, com certeza que a turbina ao longo do tempo de funcionamento suportou todas as cargas que poderia suportar,

não estando em condições de operar numa fase posterior. Todo este processo deverá ser transparente e de acordo com normativas aplicáveis, que neste momento não se encontram em vigor em Portugal, no entanto o IEC estará a estudar a possibilidade de criar uma norma para a extensão de vida da turbina, tendo por base a norma NPR 8400:2016 e toda a documentação da DNV GL AS. O principal objetivo é a integridade estrutural do aerogerador e dessa forma deverão ser realizadas inspeções, através de entidades devidamente acreditadas que verifiquem o estado da turbina. Apesar de todos os componentes serem avaliados, saliento que a torre e a fundação requerem uma especial atenção, pelo facto de serem as estruturas fixas que mais estão sujeitas a esforços mecânicos e que, por não serem substituíveis, deverão ter uma monitorização constante de modo a perceber se ainda têm potencial para suportar a estrutura por mais tempo. Cada entidade inspetora deverá ter o seu próprio procedimento interno, baseado em ensaios não destrutivos, para avaliar os componentes da turbina e simuladores de carga para avaliar os esforços mecânicos da estrutura. Esta entidade ditará se o aerogerador está em condições para continuar em funcionamento. Alguns aerogeradores poderão estar a atingir o limite de carga admissível, no entanto enquanto não atingem o ponto de rutura poderão operar mediante algumas condições de segurança, como por exemplo, limitar a potência unitária do aerogerador, ou estipular horas específicas ao qual pode estar em funcionamento, mediante a velocidade do vento. Todo este processo deverá unir fabricantes, promotores, entidades inspetoras, DGEG e órgãos de normalização, para que, em conjunto encontrem a melhor solução e os enquadramentos necessários para que as turbinas operem com a devida segurança.

O descomissionamento de um parque eólico é a última alternativa a ter em opção, caso não haja *repowering* ou prolongamento de vida útil, pois não traz qualquer tipo de vantagem. Todo o investimento até então é posto em causa e a sustentabilidade conseguida regride significativamente. Com mais de 5 GW de potência instalada em Portugal, a energia eólica é um ponto forte nas cotas sustentáveis a cumprir nos próximos anos, de acordo com o compromisso com a UE. Projetando o futuro até 2030, se não incentivarem a reestruturação da frota, cerca de 82.4% dos parques eólicos estarão com idade superior a 20 anos, sendo o descomissionamento a única opção, reduzindo drasticamente a capacidade eólica instalada.

É fundamental ter em conta o grande impacto na economia com o aumento do desemprego e a importação de eletricidade, além disso será necessário voltar às antigas centrais de combustíveis fósseis e consequentemente importar o recurso.

Os custos associados ao desmantelamento de um parque eólico são elevados e dependem da capacidade instalada e da classe da turbina, da localização geográfica que pode requerer mais ou menos recursos e a restauração ambiental de modo a recondicionar as envolventes. Acresce também o custo da reciclagem dos equipamentos da turbina, que são quase todos recicláveis. Estes factos apoiam ainda mais a ideia de estimular soluções para a progressão da energia eólica de forma continua.

7.1 Trabalhos futuros

Uma das grandes limitações atuais é a legislação em vigor que não apoia nem condiciona quer a extensão de vida útil quer o *repower* de turbinas eólicas. No caso do *repower* será necessário adaptar os incentivos para que haja renovação da frota eólica e deste modo continuar a progressão relativa à produção de energia através de recursos endógenos. Na extensão de vida útil, é necessário que as entidades competentes elaborem uma normativa para cumprir o *type certificate* emitido pelo fabricante. Essa normativa deve estabelecer requisitos legais para a continuidade de operação, o que implica avaliação estrutural da turbina através de inspeções detalhadas.

REFERÊNCIAS

- [1] REN 21, “REN 21: RENEWABLES 2017 GLOBAL STATUS REPORT,” REN 21, 2017. [Online]. Available: http://www.ren21.net/gsr-2017/chapters/chapter_01/chapter_01/. [Acedido em junho 2017].
- [2] Megajoule, “Índice de Eolicidade de Portugal Continental - 1º trimestre de 2017,” Megajoule e Apren, junho 2017. [Online]. Available: http://apren.pt/fotos/editor2/17mjr010r1_apren_publicacao_do_ie_trimestre_1_2017.pdf. [Acedido em junho 2017].
- [3] “APREN,” APREN, 2017. [Online]. Available: http://apren.pt/fotos/editor2/17mjr010r1_apren_publicacao_do_ie_trimestre_1_2017.pdf. [Acedido em 30 agosto 2017].
- [4] INEGI, “Parques eólicos em Portugal,” INEGI, 05 julho 2017. [Online]. Available: http://e2p.inegi.up.pt/relatorios/Portugal_Parques_Eolicos_2016.pdf. [Acedido em julho 2017].
- [5] Wind Europe, “Wind in power - 2016 European statistics,” Wind Europe, 31 12 2016. [Online]. Available: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2016.pdf>. [Acedido em junho 2017].
- [6] EDPr, “EDP Renováveis,” EDP Renováveis I EDP Group, 2017. [Online]. Available: <http://www.edpr.com/pt-pt/negocio/inovacao/wind-float/>. [Acedido em agosto 2017].
- [7] EDP, “Projeto WindFloat,” em *XIX Congresso da Ordem dos Engenheiros*, Lisboa, 2012.
- [8] MINISTÉRIOS DA ECONOMIA E DO EMPREGO E DA AGRICULTURA, DO MAR, DO AMBIENTE E DO ORDENAMENTO DO TERRITÓRIO, “Despacho n.º 13877/2012,” 2012.
- [9] de 27 de Setembro de 2001, “DIRECTIVA 2001/77/CE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO de 27 de Setembro de 2001,” 2001. [Online]. Available: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32001L0077&from=PT>. [Acedido em 2017].
- [10] Jornal Oficial da União Europeia, “DIRECTIVA 2009/28/CE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO de 23 de Abril de 2009,” 2009. [Online]. Available: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028&from=PT>. [Acedido em 2017].

- [11] APREN, “REPAP 2020,” 2009. [Online]. Available: <http://www.apren.pt/pt/dadostecnicos/index.php?id=220&cat=197>. [Acedido em 2017].
- [12] PRESIDÊNCIA DO CONSELHO DE MINISTROS, “Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010,” 2010. [Online]. Available: <https://dre.pt/application/dir/pdf1sdip/2010/04/07300/0128901296.pdf>. [Acedido em 2017].
- [13] ERSE, “Liberalização do Setor,” 2009. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/liberalizacaodosector/Paginas/default.aspx>. [Acedido em 2017].
- [14] ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS, “Directiva n.º 5/2011 - Termos e Condições de realização de Leilões de Colocação de PRE,” 2011. [Online]. Available: http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1582/Directiva%20n%C2%BA%205_2011.pdf. [Acedido em 2017].
- [15] Expresso, “Bruxelas acaba com privilégio das renováveis,” *Expresso*, 2017.
- [16] ERSE, “PRE - Produção em Regime Especial,” 2009. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/desempenhoambiental/prodregesp/Paginas/default.aspx>. [Acedido em 2017].
- [17] Diário da República Eletrónico, “Despacho n.º 8810/2015,” 2015. [Online]. Available: <https://dre.pt/web/guest/home/-/dre/69975996/details/3/maximized?serie=II&dreId=69968748>. [Acedido em 2017].
- [18] Voltimum, “Decreto-Lei nº 168/99, de 18 de maio,” 29 10 2008. [Online]. [Acedido em 2017].
- [19] Voltimum, “Decreto-Lei nº 339-C/2001, de 29 de Dezembro,” 2009. [Online]. Available: <https://www.voltimum.pt/artigos/sistema-energetico-nacional-sen/decreto-2>. [Acedido em 2017].
- [20] Portal das Energias Renováveis, “Portal das Energias Renováveis,” 2 fevereiro 2017. [Online]. Available: http://energiasrenovaveis.com/BibliotecaListagem.asp?ID_BBconteudos=32&ID_area=21&ID_BBarea=3. [Acedido em 21 setembro 2017].
- [21] Coriolis Energy, “Wind and its origins,” 2014. [Online]. Available: http://www.coriolis-energy.com/wind_energy/wind.html. [Acedido em 2017].

- [22] I. Troen e E. Lundtang Petersen, “European Wind Atlas,” Technical University of Denmark, Denmark, 1989.
- [23] J. T. Jervell, “Estudo da influência das características do vento no desempenho de aerogeradores,” FEUP, Porto, 2008.
- [24] J. Carneiro, “Energia Eólica,” Departamento de Física da Universidade do Minho, Braga.
- [25] LM Wind Power, “LM Wind Power a GE Renewable Energy Business,” LM Wind Power, 2017. [Online]. Available: <https://www.lmwindpower.com/en/stories-and-press/stories/learn-about-wind/what-is-a-wind-class>. [Acedido em julho 2017].
- [26] North American Windpower, “How turbulence can impact power performance - Nation Wind Watch,” setembro 2012. [Online]. Available: <https://www.wind-watch.org/documents/how-turbulence-can-impact-power-performance/>. [Acedido em 2017].
- [27] L. Jacinto, “Acção do vento: quantificação de acordo com o EC1,” Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, 2014.
- [28] NP EN 1991-1-4 , “Dimensionamento de estruturas,” Eurocódigo 1, 2010.
- [29] ENERCON - Energy for the World, “ENERCON product overview,” setembro 2016. [Online]. Available: http://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Medien-Portal/broschueren/pdf/EC_Produnkt_en_092016_web.pdf. [Acedido em junho 2017].
- [30] R. M. G. Castro, “Energias Renováveis e Produção Descentralizada - Introdução à energia eólica,” Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa, 2005.
- [31] Enercon - Energy for the world, “WEC components - Constant innovation,” Enercon, 2016. [Online]. Available: <http://www.enercon.de/en/technology/wec-components/>. [Acedido em maio 2017].
- [32] Enercon - Energy for the world, “Production of ENERCON - Rotor blade production,” Enercon - Energy for the world, [Online]. Available: <http://www.enercon.de/en/company/production/>. [Acedido em 2017].
- [33] AZO materials, “AZO materials,” AZoM.com, 2015. [Online]. Available: <https://www.azom.com/article.aspx?ArticleID=764>. [Acedido em 2017].
- [34] M. Treacy, “Treehuggeer,” Narrative Content Group, 17 setembro 2012. [Online]. Available: <https://www.treehugger.com/wind-technology/dinosaur-inspired-designs-increase-wind-turbine-power-output.html>. [Acedido em 2017].

- [35] Enercon - Energy for the world, “ENERCON wind energy converters - Technology & Service,” Enercon - Energy for the world, junho 2015. [Online]. Available: http://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Medien-Portal/broschueren/pdf/en/ENERCON_TuS_en_06_2015.pdf. [Acedido em junho 2017].
- [36] Enercon - Energy for the world, “Production of ENERCON - Impressive vertical integration,” 2016. [Online]. Available: www.enercon.de/en/company/production/. [Acedido em junho 2017].
- [37] E. Streb, “wind turbine tower parts Enercon E-70,” 2012. [Online]. Available: [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Size_comparison_child_and_wind_turbine_tower_parts_\(enercon_e-70\).jpg](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Size_comparison_child_and_wind_turbine_tower_parts_(enercon_e-70).jpg). [Acedido em 2017].
- [38] Enercon - Energy for the world, “Wobben WindPower - Enercon,” 2016. [Online]. Available: www.wobben.com.br/tecnologia/gerador-em-anel/. [Acedido em junho 2017].
- [39] M. Argent, Realizador, *Enercon Wind Turbines*. [Filme]. 2015.
- [40] F. M. Dias, “Qualidade da tensão,” ISEP, Porto, 2017.
- [41] A. Larsson, “The Power Quality of Wind Turbines PhD,” Chalmers University of Technology, Sweden, 2000.
- [42] H. Jorge, “Qualidade de Energia - Regulamentação e Normalização,” Universidade de Coimbra, Coimbra.
- [43] P. A. C. Rosas, P. A. Carvalho Rosas e A. I. Estanqueiro, “Guia de projeto elétrico de centrais eólicas,” Centro Brasileiro de Energia Eólica, Recife, 2003.
- [44] L. Dimitriadou, “What are the reasons behind the society’s objections to wind farm development? Are they justified and what do we need to do in order to change this attitude?,” SCHOOL OF SCIENCE & TECHNOLOGY, THESSALONIKI – GREECE, 2016.
- [45] ERSE, “Glossário,” ERSE, 2009. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/glossario/Paginas/glossario.aspx?folder=b3caa940-997f-4b64-b184-ba03262cc5a9>. [Acedido em 2017].
- [46] provedordocliente - edp, “Regulamento da Qualidade de Serviço,” [Online]. Available: https://provedordocliente.edp.pt/Files/PDF/Regul_Qualid_Servico_20060117.pdf.

- [47] MINISTÉRIO DA ECONOMIA, DA INOVAÇÃO E DO DESENVOLVIMENTO, “Portaria n.º 596/2010 de 30 de Julho,” 2010. [Online]. [Acedido em 2017].
- [48] INEGI, “Energias Endógenas de Portugal,” 2016. [Online]. Available: <http://e2p.inegi.up.pt/#Tec3>. [Acedido em 2017].
- [49] S. Serôdio, “O futuro do setor eólico em Portugal,” APREN, Lisboa, 2017.
- [50] NPR 8400:2016 en, “Principles and technical guidance for continued operation of onshore wind turbines,” 2016. [Online]. Available: <https://www.nen.nl/NEN-Shop/Norm/NPR-84002016-en.htm>. [Acedido em 2017].
- [51] J. Lawson, “Into the Wind American Wind Energy Association (AWEA),” 2013. [Online]. Available: <http://www.aweablog.org/repowering-gives-new-life-to-old-wind-sites/>. [Acedido em 2017].
- [52] Electricity Market Reform Settlement Portal, “Electricity Market Reform Settlement Portal,” 2012. [Online]. Available: <https://www.emrsettlement.co.uk/about-emr/contracts-for-difference/>. [Acedido em 2017].
- [53] ERSE, “Diretiva n.º 9/2013 - Pagamento de compensações por centros eletroprodutores eólicos abrangidos pela aplicação do Decreto-Lei n.º 35/2012, de 28 de fevereiro,” ERSE, 2013. [Online]. Available: <http://energiasrenovaveis.com/images/upload/Diretiva92013.pdf>. [Acedido em 2017].
- [54] DNV.GL, “Certification of lifetime extension of wind turbines - Service specification,” GNV GL AS, 2016.
- [55] Campos Ferreira Sá Carneiro e Associados, “Energia - Regime remuneratório de centrais eólicas,” 2013.
- [56] MINISTÉRIO DAS ACTIVIDADES ECONÓMICAS, “MINISTÉRIO DAS ACTIVIDADES ECONÓMICAS - Decreto-Lei n.º 50/2005 de 25 de Fevereiro,” MINISTÉRIO DAS ACTIVIDADES ECONÓMICAS, 2005. [Online]. Available: http://inovergo.pt/wp-content/uploads/2013/07/DL_50_2005.pdf. [Acedido em 2017].
- [57] DNV.GL, “Lifetime extension of wind turbines,” DNV.GL AS, 2016.
- [58] SERVICE SPECIFICATION, “Certification of lifetime extension of wind turbines,” DNV GL AS, 2016.

Anexo I – Regime remuneratório

Remuneração Garantida

As instalações eólicas com regime remuneratório garantido beneficiam de tal regime durante um período de 15 anos (a contar da entrada em vigor do referido Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, relativamente às instalações eólicas que já se encontrassem em exploração em tal data ou, nos demais casos, a contar da data de atribuição da respetiva licença de exploração) ou até um montante máximo de energia entregue na rede [55].

Regime aplicável após o período de remuneração garantida

Com a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 35/2013, findo o período de remuneração garantida, os titulares dos centros electroprodutores em questão passam a poder optar entre:

Beneficiar de (i) uma tarifa a definir por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, durante um período adicional de 5 anos (regime supletivo), no caso das instalações eólicas submetidas ao regime remuneratório de eletricidade anterior ao Decreto-lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro²⁷, ou (ii) mediante requerimento apresentado para o efeito até 1 de Junho de 2013, uma extensão da capacidade máxima injetável na rede de 33 GWh para 44 GWh (em 20 anos em vez dos atuais 15 anos), para as centrais eólicas abrangidas pelo Anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio (conforme alterado), cuja capacidade de injeção na rede tenha sido atribuída através de procedimento concursal; ou, alternativamente,

Para todas as centrais eólicas aqui previstas, aderir a um dos seguintes regimes remuneratórios alternativos²⁸:

1) Aplicação, no período adicional de cinco anos, de uma tarifa de valor correspondente ao preço de mercado, tendo como limites mínimos e máximos os valores de referência de 74 €/MWh e 98€/MWh, respetivamente;

²⁷ Neste caso as centrais em questão podem, em qualquer momento, e de modo irreversível, optar por aderir ao regime de remuneração em mercado, nos termos e condições estabelecidos no Decreto-Lei n.º 35/2013.

²⁸ Valores estes sujeitos a revisão anual nos termos do número 6 do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 35/2013e, a partir de junho de 2021, de atualização anual, de acordo com a taxa de inflação, sem habitação, no continente, referente aos 12 meses anteriores.

2) Aplicação, no mesmo período adicional de cinco anos, de uma tarifa de valor correspondente ao preço de mercado, tendo como limite mínimo o valor de referência de €60 MWh;

3) Aplicação, no período adicional de sete anos, de uma tarifa de valor correspondente ao preço de mercado, tendo como limites mínimos e máximos os valores de referência de 74€/MWh e 98€/MWh, respetivamente;

4) Aplicação, no mesmo período adicional de sete anos, de uma tarifa de valor correspondente ao preço de mercado, tendo como limite mínimo o valor de referência de 60€/MWh.

A adesão aos regimes alternativos referidos, implica o pagamento de uma compensação anual ao Sistema Elétrico Nacional durante o período de oito anos, compreendido entre 2013 e 2020, sendo a mesma calculada com base num valor de referência de € 5.000,00 por cada MW de potência instalada do centro electroprodutor, para os casos referidos em i) e ii) e de € 5.800,00 por cada MW de potência instalada do centro electroprodutor para os demais casos. Resumidamente: [55]

CENTROS ELECTROPRODUTORES EÓLICOS				
LICENCIADOS ANTES DE 17.02.2005, QUE TENHAM OPTADO PELO REGIME REMUNERATÓRIO DECORRENTE DO DL 33A/2005 ⁽³⁾ Ou PONTO DE RECEPÇÃO/LIC. ESTABELECIMENTO ANTES DE 07.11.2012, E LIC. ESTABELECIMENTO/LIC. EXPLORAÇÃO NOS PRAZOS PREVISTOS NO DL 215B/2012 desde que a capacidade de injeção tenha sido atribuída por concurso público, e a remuneração seja reduzida nos termos do n.º 1 do art.º 3º do DL 33-A/2005 (ou por compensação ao SEN)				
REMUNERAÇÃO GARANTIDA				
Para os primeiros 33 GWh entregues à rede, por megawatt de potência de injeção na rede atribuído até ao limite máximo dos primeiros 15 anos				
PERÍODO ADICIONAL DE REMUNERAÇÃO GARANTIDA OPCIONAL				
Poderá ser solicitada, até 01.06.2013, a extensão da garantia para 44 GWh até ao limite de 20 anos.	5 anos com remuneração ao preço de mercado, com limite mínimo de € 74/MWh e máximo de € 98/MWh mediante pagamento de compensação anual de € 5.000/MW durante 8 anos	5 anos com remuneração ao preço de mercado, com limite mínimo de € 60/MWh mediante pagamento de compensação anual de € 5.000/MW durante 8 anos	7 anos com remuneração ao preço de mercado, com limite mínimo de € 74/MWh e máximo de € 98/MWh mediante pagamento de compensação anual de € 5.800/MW durante 8 anos	7 anos com remuneração ao preço de mercado, com limite mínimo de € 60/MWh mediante pagamento de compensação anual de € 5.800/MW durante 8 anos
	Se não for escolhido até 31.03.2013, a escolha poderá ser efectuada até 01.03.2015 com aplicação a partir do primeiro dia do respectivo ano civil. O regime poderá ser alterado nos 4 meses seguintes à entrada em vigor da decisão de adesão a um destes regimes, desde que se mantenha o mesmo prazo (5 ou 7 anos).			
	O regime não poderá ser alterado para o regime de preço de mercado até ao final do Período Adicional			
APÓS PERÍODO ADICIONAL DE REMUNERAÇÃO GARANTIDA				
Remuneração ao preço de mercado e eventual mercado de certificados verdes				

**Fórmula da remuneração eólica de acordo com o Decreto-Lei n.º 35/2013
de 28 de fevereiro**

$$VRD_m = \{ KMHO_m \times [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m \times Z] \\ \times [IPC_{m-1}/IPC_{ref}] \times [1/(1 - LEV)] \}$$

Descrição da fórmula:

- VRD_m – É a remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m .
- $KMHO_m$ – É o coeficiente que modula os valores de $PF(VRD)_m$, de $PV(VRD)_m$ e de $PA(VRD)_m$, em função do posto horário em que a eletricidade tenha sido fornecida.
- $PF(VRD)_m$ – É a parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m .
- $PV(VRD)_m$ – É a parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m .
- $PA(VRD)_m$ – É a parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m .
- IPC_{m-1} – É o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês $m-1$.
- Z – É o coeficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada.
- IPC_{ref} – É o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de eletricidade à rede pela central renovável.
- LEV – Representam as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável.

Anexo II – DL n.º50/2005

Decreto-Lei nº50/2005, artigo 7º – Resultado da verificação [56]

- 1- O resultado das verificações e ensaios previstos no artigo anterior deve constar de relatório contendo informações sobre:
 - a) Identificação do equipamento de trabalho e do operador;
 - b) Tipo de verificação ou ensaio, local e data da sua realização;
 - c) Prazo estipulado para reparar as deficiências detetadas, se necessário;
 - d) Identificação da pessoa competente que realizou a verificação ou o ensaio.
- 2- O empregador deve conservar os relatórios da última verificação e de outras verificações ou ensaios efetuados nos dois anos anteriores e colocá-los à disposição das autoridades competentes.
- 3- O equipamento de trabalho que seja utilizado fora da empresa ou estabelecimento deve ser acompanhado de cópia do relatório da última verificação ou ensaio.

Decreto-Lei nº50/2005, artigo 19º – Manutenção do equipamento [56]

- 1-As operações de manutenção devem poder efetuar-se com o equipamento de trabalho parado ou, não sendo possível, devem poder ser tomadas medidas de proteção adequadas fora das áreas perigosas.
- 2-Se o equipamento de trabalho dispuser de livrete de manutenção, este deve estar atualizado.
- 3-Para efetuar as operações de produção, regulação e manutenção dos equipamentos de trabalho, os trabalhadores devem ter acesso a todos os locais necessários e permanecer neles em segurança.

Anexo III – Tabelas para análise de dados

Nome	Potência Instalada [MW]	Ano de entrada em funcionamento	Diferença 2030
Abogalheira	3,34	2006	24
Achada	6,9	2005	25
Açor	24,3	2004	26
Agueira	0,6	2003	27
Alagoa de Cima	13,5	2005	25
Alfarrobeira	0,6	2005	25
Almargem	6	2007	23
Alrota	5	2008	22
Alto Arganil	36	2009	21
Alto da Coutada	165,6	2010	20
Alto da Folgorosa	18	2008	22
Alto da Vaca	2,4	2002	28
Alto do Côto	4,5	2003	27
Alto do Marco	12	2011	19
Alto do Monção	32	2006	24
Alto do Seixal	1,6	2006	24
Alto do Talefe	13,5	2004	26
Alto dos Forninhos	8,2	2014	16
Alto Douro	253,2	2010	20
Alto Minho I	263,5	2008	22
Alturas do Barroso	0,6	2003	27
Alvaiázere	18	2010	20
Alvão	22,8	2002	28
Amaral	10	2004	26
Arada-Montemuro	133	2008	22
Arcela	11,5	2005	25
Archeira 1	0,6	2000	30
Archeira 2	4	2004	26
Archeira 3	0,6	2005	25
Arcipreste	0,6	2003	27
Arga	40,7	2006	24
Arruda	6	2006	24
Azinheira	14	2007	23
Baião	6,3	2009	21

Bairro	22	2009	21
Baixo Alentejo / Mértola	43,7	2013	17
Barão de São João	50	2009	21
Beira Interior	57,5	2014	16
Beiras	100,8	2010	20
Bica da Cana	3	1993	37
Bigorne	7	2002	28
Boca da Vereda	0,6	2002	28
Bolores	5,2	2003	27
Boneca	0,6	2003	27
Bordeira	24	2009	21
Bornes	70	2009	21
Borninhos	2	2004	26
Bravo	16	2009	21
Bulgueira	2,4	2003	27
Bustelo	18	2009	21
Cabeço Alto	11,7	2000	30
Cabeço da Rainha	22,2	2000	30
Cabeço da Rainha II	31,2	2008	22
Cabeço do Carvalho	1,11	1996	34
Cabril	20,2	2002	28
Cadafaz	10,2	2001	29
Cadração	1,2	2004	26
Caldas	10	2005	25
Candal / Coelheira	40	2006	24
Canical	0,9	1993	37
Caramulo	90	2006	24
Caravelas	1,2	2000	30
Carreço-Outeiro	20,7	2004	26
Carreço-Outeiro II	13,8	2010	20
Casa da Lagoa	0,6	2006	24
Casais	2	2007	23
Castanheira	4	2004	26
Catefica	18	2004	26
Cela	2	2006	24
Chã do Guilhado	2	2009	21
Chaminé	6,9	2004	26
Chão Falcão	90,5	2005	25
Chiqueiro	4	2007	23

Chorida 1	0,6	2006	24
Chorida 2	0,8	2006	24
Cinfães	8	2009	21
Coentral Safra	41,8	2006	24
Corte dos Álamos	6	2015	15
Costa Vicentina	10	2005	25
Degracias	20	2005	25
Dirão da Rua	2,6	2004	26
Doninhas	0,8	2005	25
Douro Sul	149,1	2016	14
Enerfer I	8	2012	18
Espiga	6	2005	25
Espinhaço do Cão	10	2008	22
Fanhões	18	2005	25
Felgar	8	2007	23
Figueiral	1,5	2002	28
Fonte da Lameira	0,6	2003	27
Fonte da Mesa	10,2	1996	34
Fonte da Mesa II	10	2010	20
Fonte da Quelha	13,5	2004	26
Fonte do Juncal	8,06	1992	38
Freita I	18,4	2006	24
Freita II	18,4	2006	24
Gardunha	114	2007	23
Gevancas II	11,5	2013	17
Gi	6,4	2000	30
Graciosa	4,5	2016	14
Graminhais	9	2012	18
Guarda	8	2007	23
Guardão	28,7	2016	14
Guerreiros	21,8	2008	22
Igreja Nova	7,2	1999	31
Jarmeleira	0,85	2002	28
Joguinho	26	2006	24
Lagoa de D. João e Feirão	34	2008	22
Lagoa Funda	12	2011	19
Lameira	10,4	2005	25
Leiranco	0,6	2006	24
Leomil	16,1	2007	23

Loiral	5,1	2009	21
Loiral II	6	2011	19
Lomba da Seixa	13	2001	29
Lomba da Seixa II	12	2004	26
Lomba do Vale	21,1	2010	20
Lourinhã I	20,7	2013	17
Lourinhã II	20,7	2011	19
Lousã	35	2006	24
Lousã II	60	2009	21
Madrinha	10	2006	24
Mafômedes	4,2	2008	22
Mairos 1	2,6	2006	24
Mairos 2	0,6	2006	24
Malhadas Góis	9,9	2001	29
Malhadizes	12	2005	25
Malhanito	66,7	2012	18
Maravilha I	6	2009	21
Maravilha II	4	2009	21
Marvila	12	2008	22
Meadas	9	2005	25
Meroicinha	9	2003	27
Meroicinha II	15	2011	19
Milagres	6	2009	21
Moinho de Manique	2,6	2004	26
Moinho dos Chãos	1,8	1992	38
Moinho Velho	1,8	2004	26
Montijo	2	2005	25
Mosqueiros	8	2008	22
Mosqueiros II	24,6	2009	21
Mosteiro	10,9	2004	26
Mougueiras	8	2009	21
Mourisca	38	2007	23
Nave	38	2007	23
Negrelo e Guilhado	22,3	2009	21
Ortiga	13,4	2006	24
Outeiro	30	2005	25
Padrela	7,5	2004	26
Padrela	0,6	2003	27
Pampilhosa da Serra	114	2005	25

Passarinho	12	2005	25
Paul da Serra	6	2010	20
Paul da Serra (ENEREEM)	3,3	2003	27
Pedras	10,2	2009	21
Pena Suar	18,1	1998	32
Penamacor	143,8	2006	24
Penedo Ruivo	13	2005	25
Penouta	0,8	2006	24
Perdigão	2	2007	23
Pico Alto	6	2007	23
Pico da Urze	1,8	1991	39
Picos - Vale do Chão	22,6	2015	15
Picotinhos - Valérios	2	2006	24
Pinhal Interior	144	2006	24
Pinheiro	21,6	2002	28
Pisco	50	2015	15
Pó	9,1	2006	24
Portal da Freita	1,1	1998	32
Portela do Pereiro	7,8	2014	16
Pracana	2	2006	24
Prados	39,1	2013	17
Praia Norte	2	2012	18
Quinta do Lorde	2,55	2009	21
Rabaçal	2	2005	25
Raia	128,8	2011	19
Raposeira	5,5	2014	16
Ribabelide	14	2008	22
Ribamar	6	2004	26
Ruivães	0,9	2008	22
Salão	4,25	2013	17
Salgueiros-Guilhado	12,6	2009	21
Santa Helena	4	2005	25
São Cristóvão	5,3	2001	29
São João	21,71	2007	23
São Macário	11,5	2007	23
São Macário II	23	2011	19
São Mamede	6,9	2006	24
São Paio	10	2005	25

São Pedro	12	2005	25
Sardinha	26	2008	22
Sebolido	0,8	2006	24
Seixinhos	10,4	2006	24
Senhora da Vitória	12	2004	26
Senhora do Castelo I	1,2	2003	27
Senhora do Castelo II	4	2003	27
Senhora do Socorro	8	2006	24
Seramena	2	2011	19
Serra Alta	2	2009	21
Serra d'El Rei	21,71	2006	24
Serra da Amêndoa	19,4	2002	28
Serra da Boa Viagem	6	2010	20
Serra da Boneca - Torrão	2	2007	23
Serra da Boneca II	8	2005	25
Serra da Cabreira	20	2004	26
Serra da Capucha	10	2005	25
Serra da Escusa	2	2005	25
Serra da Lage	4,5	1999	31
Serra de Alvoaça	36,1	2007	23
Serra de Todo-o-Mundo	12	2004	26
Serra do Alvão	42	2008	22
Serra do Barroso	18	2003	27
Serra do Barroso II	12,3	2009	21
Serra do Barroso III	22,9	2009	21
Serra do Cume	9	2008	22
Serra do Cume Norte	3,6	2013	17
Serra do Leiranco	32,2	2014	16
Serra do Mú	30,7	2008	22
Serra do Ralo	32	2006	24
Serra dos Candeeiros	121	2005	25
Sicó	20	2008	22
Sirigo	4	2005	25
Sobrado	8	2009	21
Sobral	14	2006	24
Teixeiró	14	2004	26
Tendais	12	2007	23
Terra Fria	104	2010	20
Terras Altas de Fafe	106	2004	26

Terras do Canto	2,4	2005	25
Terreiro das Bruxas	1	2006	24
Testos	24	2008	22
Tocha	9	2012	18
Toutiço	102	2008	22
Trancoso	28	2008	22
Trandeiras	18,2	2003	27
Vale de Estrela	25,3	2014	16
Vale de Galegos	27,8	2010	20
Vale Grande	12,3	2011	19
Vergão	13	2003	27
Videira	6	2005	25
Vidual	1	2006	24
Vila Cova	34,5	2014	16
Vila do Bispo I	2	1998	32
Vila do Bispo II	10,5	2003	27
Vila Franca de Xira	12,6	2009	21
Vila Lobos	10	1998	32
Vila Nova	26	2004	26
Vila Nova II	28,6	2009	21
Vilarchão	2	2005	25
Viso	1,2	2006	24

Número de parques eólicos com mais de 20 anos em 2030.

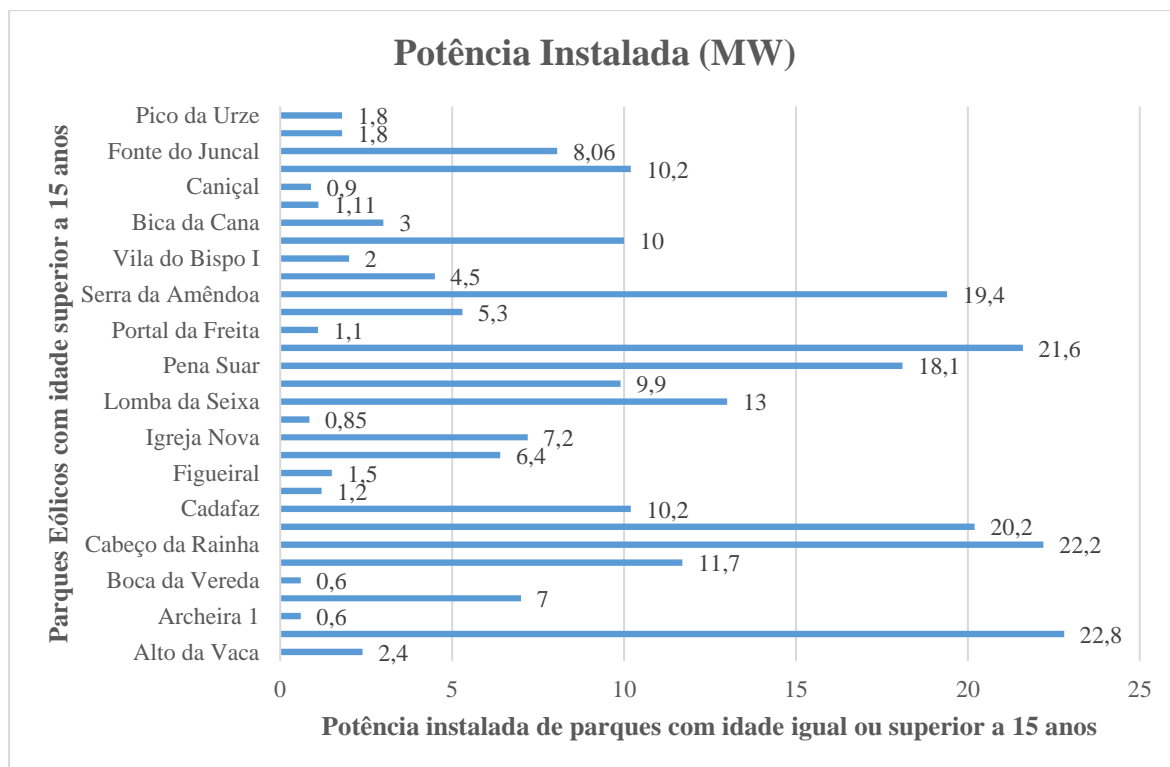
P.E. > 20 anos	% P.E. descomissionados em 2030
206	82,4

Total de parques eólicos existentes em Portugal.

Total de P.E
250

Número de parques eólicos ativos em Portugal com menos de 20 anos em 2030.

P.E. ativos em 2030
44



Anexo IV- Metodologia para extensão de vida útil

Este anexo tem por base a NPR 8400:2016: *Principles and technical guidance for continued operation of onshore wind turbines* e o documento da DNV GL *Lifetime Extension of Wind Turbines* [57].

Avaliação inicial

Para avaliar uma turbina eólica com o intuito de estender o seu período de produção, todas as turbinas devem ser avaliadas individualmente. Esta avaliação vai desde os sistemas de controlo e proteção às cargas acumuladas ao longo do funcionamento. Para uma avaliação pormenorizada é dividida em parte analítica e em parte prática, como vai ser explicado a seguir.

Parte analítica

Na parte analítica são realizados estudos adicionais tendo em conta as especificações de origem e das condições locais de modo a perceber se a turbina atingiu o seu limite de carga. Caso tenham atingido o seu limite, não é possível que continue a operar uma vez que acarreta imensos perigos relacionados com a segurança, caso ainda tenha alguma margem, serão feitos ensaios e caso seja necessário substituição de equipamentos. Os resultados obtidos da parte analítica devem ser válidos apenas para o período de continuidade de funcionamento. O registo histórico adquirido ao longo dos anos deve ser tida em conta neste processo, uma vez que à mais facilidade de reconhecer determinados defeitos que os equipamentos possam ter, como pontos fracos, fissuras recorrentes em determinado equipamento, *retrofits*, etc.

Bases para o desenvolvimento da parte analítica

Para a avaliação da turbina com o fim de prolongar o tempo de vida útil são necessárias considerações específicas. Não serão necessárias modificações na turbina caso se verifiquem os seguintes pontos:

- A turbina está a operar de acordo com as condições ambientais e técnicas expectáveis, sejam elas de origem ou algum *update* posteriormente realizado, desde que não coloquem em risco a segurança dos demais;

- A turbina não apresenta qualquer tipo de anomalia detetada que comprometa a segurança de terceiros.

Para a obtenção do certificado para continuidade de operação da turbina, é assumido que a turbina cumpre todas as diretrizes padrão aplicáveis até ao momento²⁹. A prioridade é a integridade estrutural da torre, acima do fator económico. Caso não haja documentação acerca do *design* original da turbina, deve ser implementada uma abordagem simplificada. Esta abordagem compara o *design* original da turbina com as condições ambientais do parque onde foi construída. Este processo só é possível com recurso a *software* de simulações de cargas.

Limite de fadiga

O foco da avaliação é o estudo do estado da fadiga do material. O estudo será mais ou menos complexo de acordo com as condições ambientais do parque. Quando mais turbulento for o local, mais difícil/complexo será o estudo. A verificação integral da estrutura será realizada em todos os componentes e respetivas conexões. O cálculo das cargas poderá ser efetuado através de um simulador de cargas que esteja devidamente credenciado e de acordo com os modelos aerodinâmicos utilizados na conceção e do tipo de material utilizado. O uso de um modelo genérico na análise das cargas deve ter sempre associado o grau de incerteza, que deve ser considerado nos cálculos finais. Tanto as cargas de fadiga com base nas condições de projeto originais (20 anos em operação) como as condições ambientais no *site* devem ser calculadas usando o mesmo modelo de turbina, código aeroelástico e configurações do controlador. Deve ser assegurado que, por comparação dos dois conjuntos, seja alcançada uma avaliação válida das condições ambientais no local para o projeto.

A justificação da continuidade de operação da turbina deve ser sempre baseada no resultado dos cálculos efetuados e das comparações obtidas. A parte prática será apresentada no seguimento deste documento.

Abordagem detalhada

Esta abordagem assenta em métodos determinísticos. A amostra pode ser comparada com a análise realizada para o projeto original de uma turbina eólica, além disso, é necessário o acesso à documentação de *design* original. A amostra da abordagem detalhada são os cálculos de carga tendo em consideração as condições ambientais específicas do local e o

²⁹ A avaliação da turbina eólica deve ser sempre realizada de acordo com as mais recentes tecnologias aplicadas na indústria do vento. Assim sendo, deverão ter em conta todas as normativas e guias de orientação mais recentes, não negligenciando a evolução do conhecimento.

prolongamento da vida útil da turbina, bem como as verificações de todos os componentes transmissores de carga. O foco da avaliação é o estado limite de fadiga. Não é necessária uma avaliação das cargas extremas, desde que as condições ambientais no local sejam mais favoráveis do que as condições de *design* originais. A verificação da integridade estrutural deve ser comprovada para todos os componentes, bem como para as conexões entre esses componentes. As condições ambientais do *site* devem ser a base para a abordagem detalhada para a continuação da operação da turbina. A avaliação analítica pode ser realizada em duas etapas:

- A parte analítica é realizada independentemente. As condições ambientais para as quais a abordagem deve ser válida devem ser previamente definidas, como a velocidade média do vento, turbulência local, entre outros fatores.
- Um *site* específico é avaliado em relação a uma possível extensão de vida. Deve ser verificado e confirmado que as condições ambientais no local estão abaixo das condições ambientais que foram definidas na primeira etapa. Os seguintes parâmetros devem ser investigados para a abordagem detalhada: condições ambientais (vento), características do solo, influência da configuração do parque eólico, temperatura, humidade, gelo, etc.

Caso a verificação da fadiga de um componente não possa ser observada para operação da continuidade de operação, deve ser avaliada a segurança da estrutura. A troca de componentes será sempre uma opção, fazendo sempre monitorização prévia, através da optimização de *software* adequado. Para tal deve ser avaliado:

- Histórico operacional (dados SCADA);
- Histórico de manutenção. Os seguintes documentos devem ser revistos:
 - Registro de comissionamento;
 - Registros de manutenção;
 - Relatórios de inspeções;
 - Relatórios de falhas sobre atividades de manutenção extraordinárias;
 - Documentação sobre troca de componentes.

Abordagem probabilística

A abordagem probabilística para continuidade de operação permite o uso de métodos estocásticos na avaliação de integridade estrutural. Nas abordagens simplificadas e detalhadas descritas, o modelo da turbina e os parâmetros das condições do *site* são quantificados usando valores determinísticos.

A escolha dos parâmetros estocásticos (ou seja, tipos de distribuição de probabilidade, valores esperados, coeficientes de variação, coeficientes de correlação) nas formulações do estado limite devem ser explicadas e justificadas pela aplicação de métodos estocásticos para garantir que estes não introduzam debilitações na abordagem.

Uma análise de confiabilidade da estrutura geralmente compreende as seguintes etapas:

- Uma avaliação do nível de segurança externa exigida;
- Identificação dos modos de falha no sistema;
- Desenvolvimento de funções de estado limite, para cada modo de falha com base na engenharia;
- Quantificação das variáveis determinísticas e estocásticas dentro da função de estado limite, e suas correlações;
- Uso de métodos apropriados para calcular índices de probabilidades de falha para os componentes estruturais;
- Comparação da confiabilidade do componente calculado com o nível de confiabilidade para cada componente;
- Análise de resultados usando análises de sensibilidade.

As distribuições de probabilidade podem ser usadas para descrever a incerteza aleatória nos modelos matemáticos e nos parâmetros de entrada. Nos casos em que o modelo aeroelástico da turbina eólica e /ou modelos de resistência dos componentes para serem analisados não estão disponíveis, é permitido o uso de modelos genéricos de carga e resistência.

Em conjunto com a abordagem probabilística, podem ser desenvolvidos métodos de inspeção baseados no risco inerente em caso de falha.

Parte prática

Geral

A parte prática é a avaliação recorrendo a inspeções à turbina, tendo em consideração o histórico de manutenção e a experiência de campo com o modelo da turbina em questão. O objetivo da inspeção é avaliar a turbina eólica em relação à sua fiabilidade para a continuidade de operação após os 20 anos. A inspeção deve incluir todos os componentes de transferência de carga, bem como o controlo e sistema de proteção. O principal foco incide na deteção de danos relacionados com a fadiga dos componentes, quer os existentes quer os em estado inicial, de modo a evitar falhas que põem em causa a integridade estrutural da turbina. Os intervalos da inspeção devem ser definidos de acordo com o estado dos componentes e dos resultados obtidos. Todos os tipos de ensaios a efetuar na estrutura serão

ensaios não destrutivos recorrendo às técnicas mais indicadas para cada componente, e fará parte da ficha de procedimentos de cada entidade inspetora. Um pré-requisito fundamental é a disponibilidade de toda a documentação de todos os componentes do aerogerador, desde o início de operação até à data corrente. Esses documentos devem ser enviados antecipadamente de modo a permitir uma análise cuidada e profissional sobre o histórico da turbina. As inspeções devem ser realizadas por órgãos que estejam acreditados pela norma ISO 17020.

Os resultados da inspeção devem ser resumidos num relatório de inspeção e deve conter as seguintes informações:

- Fabricante, tipo e número de série da turbina eólica;
- Localização e operador da turbina eólica;
- Horas de funcionamento e energia produzida;
- Data e tempo meteorológico no dia da inspeção;
- Intervenientes na inspeção;
- Descrição do plano de inspeção;
- Observações sobre danos e eventuais defeitos;
- Resultado da inspeção;
- Data da próxima inspeção.

O relatório da inspeção pode englobar recomendações e/ou condições para vistorias mais detalhadas, bem como restrições à operação continua da turbina, exigindo, por exemplo, a troca de componentes que tenham atingido o seu limite de fadiga.

A documentação necessária está listada a seguir:

- Informações técnicas da turbina eólica (tipo de turbina, fabricante, configuração, controlo e sistema de bloqueamento, tipo de design da pá e a classe do vento);
- Documentação técnica da turbina eólica (cálculos do projeto, desenhos do projeto, especificações do projeto);
- Licenças de construção e relatórios geotécnicos;
- Documentos de aprovação do projeto;
- Mapa da localização do *site*;
- Condições específicas do vento local, incluindo a turbulência;
- Documentação do comissionamento;

- Documentação de dados operacionais/ dados de produção de energia/ estatística do vento;
- Manual de operação e manutenção;
- Registos de manutenção;
- Documentação sobre falhas e incidentes, bem como *updates*, *retrofits*;
- Relatórios de inspeção (monitorização periódica e outras inspeções).

Toda esta documentação é imprescindível para uma correta avaliação da turbina. Após a inspeção se a conclusão for que a integridade estrutural da turbina contém deficiências graves e irremediáveis, a única solução será o desmantelamento.

Vista geral de métodos de avaliação

Método utilizado	Amostra	Resultado
Inspeção para continuidade de operação	<ul style="list-style-type: none"> - Inspeção visual a todos os componentes que envolvam transferência de cargas; - Revisão dos relatórios de manutenção e inspeção de cada turbina; - Análise dos dados SCADA; - Considerações da experiência na área; - Ensaio não destrutivo. 	Avalia se a turbina está ou não apta para continuar a funcionar.
Abordagem simplificada para continuidade de operação	<p><u>Parte analítica:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Cálculo de cargas baseado em modelos genéricos; - Cálculos da possível extensão da vida útil da turbina tendo por base as condições ambientais locais e o <i>design</i> original da turbina. - Medição das cargas; <p><u>Parte prática:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Inspeção baseada no plano de inspeção estabelecido; - Inspeção visual de todos os componentes que transferem carga; 	<ul style="list-style-type: none"> - Especificação da possível extensão de vida e da data da próxima inspeção obrigatória; - Restrições à continuidade da operação exigindo a troca de componentes se necessário.

	<ul style="list-style-type: none"> - Revisão dos relatórios de manutenção e inspeção da turbina; - Análise dos dados SCADA; - Considerações da experiência na área; - Ensaios não destrutivos. 	
Abordagem detalhada para continuidade de operação	<p><u>Parte analítica:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Cálculo das cargas com base no modelo da turbina; - Cálculos da possível extensão da vida útil da turbina tendo por base as condições ambientais locais e o <i>design</i> original da turbina. - Cálculo das cargas de reserva dos componentes; - Medição das cargas e otimização e controlo do sistema; - Desenvolvimento do plano de inspeção da turbina; <p><u>Parte prática:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Inspeção de acordo com o tipo de turbina; - Inspeção visual de todos componentes de transferência de carga; - Revisão dos relatórios de manutenção e inspeção da turbina; - Análise SCADA; - Ensaios não destrutivos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Especificação da possível extensão de vida e da data da próxima inspeção obrigatória; - Restrições à continuidade da operação exigindo a troca de componentes se necessário.
Abordagem probabilística para continuidade de operação	<p><u>Parte analítica:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Análise da integridade estrutural; - Cálculos baseados em modelos genéricos ou específicos das turbinas; - Identificação dos defeitos; <p><u>Parte prática:</u></p>	<ul style="list-style-type: none"> - Especificação da possível extensão de vida e da data da próxima inspeção obrigatória; - Restrições à continuidade da operação exigindo a troca de componentes se necessário.

	<ul style="list-style-type: none"> - Inspeção de acordo com o plano desenvolvido na parte analítica; - Inspeção visual de todos componentes de transferência de carga; - Revisão dos relatórios de manutenção e inspeção da turbina; - Análise dos dados SCADA; - Considerações da experiência na área; - Ensaios não destrutivos. 	
--	--	--

Anexo V – Componentes a analisar para extensão de vida útil de um aerogerador

Proof-of-stability – De acordo com a NPR 8400:2016

Modelo de um formulário de inspeção para extensão de vida útil de aerogeradores

Nota: Esta *checklist* deve fazer parte integral do relatório final para aprovação
ou não da extensão da vida útil da turbina.

Dados da entidade inspetora/inspetor

Nome do inspetor 1
Empresa inspetora
E-mail
Contacto

Dados da entidade inspetora/inspetor

Nome do inspetor 2
Empresa inspetora
E-mail
Contacto

Dados do fabricante do aerogerador

Modelo
Marca
N.º de Série
Energia Produzida
Horas de funcionamento

Data da inspeção

--

Checklist – Equipamentos a inspecionar					
No.	Equipamento	Método/Ensaio	C	N/C	Observações/Fotografias (se aplicável)
1. Torre					
1.1	Estrutura da torre				
1.2	Escada, proteção contra queda				
1.3	Conexões aparafusadas				
1.4	Fundação, secção embutida (aço ou betão)				
1.5	Fundação (betão ou aço)				
1.6	Ligações à terra				
1.7	Terra única				
2. Nacelle					
2.1	Sistema de <i>Yaw</i>				
2.2	Sistemas de engrenagem				
2.3	Quadro principal da <i>nacelle</i>				
2.4	Cobertura da <i>nacelle</i>				
3. Drive train					
3.1	Hub				
3.2	Cabo principal				
3.3	Acoplamentos/Juntas				
3.4	Rolamentos do eixo principal				
3.5	Suporte de torque				
3.6	Eixo de alta velocidade				
3.7	Gerador ou Gerador anelar				
3.8	Sistemas de refrigeração				
3.9	Conexões aparafusadas				
3.10	Coberturas protetoras				

4. Pás					
4.1	Estrutura da pá				
4.2	Conexões da pá				
4.3	Conexões aparafusadas				
4.4	Pára-raios				
5. Mecanismo de <i>Pitch</i>					
5.1	Freios da ponta da pá				
5.2	Ajustamento da pá				
5.3	Rolamento de pá				
5.4	Elementos de acoplamento				
5.5	Motor de <i>pitch</i>				
5.6	Componentes hidráulicos				
6. Sistemas de segurança					
6.1	Dispositivo de bloqueio do rotor				
6.2	Dispositivo de bloqueio <i>Yaw</i>				
6.3	Travagem mecânica				
6.4	Componentes hidráulicos				
6.5	Interruptor de vibração				
6.6	Medidor de velocidade em excesso				
6.7	Botões de emergência				
6.8	Sensor de torção de cabo				
6.9	Proteção de curto circuito				
6.10	Extintor de incêndio, caixa de primeiros socorros				
7. Sensores de vento					
7.1	Anemómetro				

7.2	Cata-vento				
8. Motor de Yaw					
8.1	<i>Yaw drive,</i> engrenagem, pinhão				
8.2	Freio				
8.3	Componentes hidráulicos				
9. Sistema hidráulico					
9.1	Bomba				
9.2	Mangueiras, incluindo acoplamentos				
10. Instalações elétricas e de controle					
10.1	Cabelagem				
10.2	Componentes da turbina				
10.3	Proteção contra descargas atmosféricas				
10.4	Contatos deslizantes, eixo principal				
10.5	Farol de perigo				
10.6	Luz de emergência, torre				
10.7	Armário de comutação				
10.8	Sistema de controle				
10.9	Perdas na rede				
10.10	Conversor				
10.11	Transformador				
10.12	Sistema de média tensão				
10.13	Transformador				
11. Documentação					
11.1	Manual de instruções				
11.2	Livro de manutenção				
11.3	Relatórios de manutenção				
11.4	Relatórios de comissionamento				

11.5	Permissão de construção				
11.6	Relatórios de certificação				
11.7	Análise de amostras de óleo				
11.8	Documentação da inspeção aos elevadores				
11.9	Documentos de inspeção				
11.10	Certificado de conformidade				

Legenda	
C	Conforme
N/C	Não conforme

Observação final	
------------------	--

Dados adicionais:

Tolerância nos ensaios (folga) %	
Velocidade do vento (m/s)	
Condições atmosféricas	

Data da próxima inspeção

Assinaturas	
Inspetor 1	Inspetor 2

Anexo VI – Principais ensaios não destrutivos

Todos os métodos de ensaios descritos foram recolhidos de análise literária disponível. Cada entidade inspetora deverá efetuar o seu processo interno de ensaios, tendo em conta a experiencia dos envolvidos.

Pás		
O que inspecionar	Tipo de Inspeção	Recursos
Erosão	Visual	Câmara visual e térmica
Conexões	Visual	Câmara visual e térmica
Fissuras	Visual	Endoscópio
Proteção contra descargas atmosféricas	Visual	Endoscópio
Sistemas de sinalização (pintura ou Luz)	Visual	Câmara visual e térmica
Junção da pá (apertos)	Visual/Termográfica/Telescópica	Endoscópio
Escovas do sistema de proteção contra descargas atmosféricas	Visual	Câmara visual e térmica

Anemómetro
Tipo de Inspeção
Visual/Calibração

Sistema de <i>Pitch</i>		
O que inspecionar	Tipo de Inspeção	Recursos
Parafuso/Ligações	Visual/Ultrassom	Ultrassom
Roda dentada (corrosão, desgaste)	Visual/Partículas magnéticas	Partículas magnéticas
Lubrificação	Amostra analisada em laboratório	Análise em laboratório
Sistema de lubrificação	Visual	Câmara visual

Sistema de Yaw		
O que inspecionar	Tipo de Inspeção	Recursos
Parafuso/Ligações	Visual/Ultrassom	Inspeccionar parafusos (aperto e fadiga)
Roda dentada	Visual/Partículas magnéticas/Ultrassom	Partículas magnéticas/Ultrassom (corrosão, desgaste)
Lubrificação	Amostra analisada em laboratório	Análise em laboratório
Pressão	Análise SCADA	Análise computacional
Sistema de lubrificação	Visual	Câmara visual

Estrutura da Nacelle		
O que inspecionar	Tipo de Inspeção	Recursos
Corrosão	Visual	Câmara visual e térmica
Fissuras	Visual	Câmara visual e térmica
Infiltrações	Visual	Câmara visual e térmica
Parafuso/Ligações	Visual/Ultrassom	Câmara visual e térmica

Documentação	
Ter acesso a:	Recursos
Manual do fabricante/Manual manutenção do fabricante	Análise de documentos / Manual do fabricante
Relatórios de manutenção/inspeção externa	Análise de documentos / Manual do fabricante
Certificados (<i>type certificate</i> , conformidade)	Análise de documentos / Manual do fabricante
Registos da análise ao óleo	Análise de documentos / Manual do fabricante
Relatório das inspeções aos elevadores	Análise de documentos / Manual do fabricante
Relatório das inspeções ao guincho	Análise de documentos / Manual do fabricante
Registos das análises das ligações à terra	Análise de documentos / Manual do fabricante

Gerador ENERCON		
O que inspecionar	Tipo de Inspeção	Recursos
Ruído nos rolamentos	Ensaio acústico	Medições acústicas
Sistema de refrigeração	Sensores	Análise SCADA
Isolamento do estator e do rotor	Visual	Relatórios de manutenção
Medição da temperatura	Termográfica	Câmara termográfica
Lubrificação	Amostra analisada em laboratório	Análise em laboratório
Presença de limalhas	Visual/termografia	Câmara visual e térmica
Vibração	Sensores	Análise SCADA

Sistemas de travagem		
O que inspecionar	Tipo de Inspeção	Recursos
Lubrificante	Amostra analisada em laboratório	Análise em laboratório
Ruído nos rolamentos	Ensaio acústico	Medições acústicas
Sistema de lubrificação	Visual	Câmara visual

Componentes elétricos	
O que inspecionar	Tipo de Inspeção
Cabos	Visual
Transformador	Visual
Inversor	Visual
Transformador da subestação	Visual
Sistema de média tensão	Visual
Luz de emergência	Visual
Armário de distribuição	Visual

Torre e Fundação	
Inspeção Exterior	Recursos
Fissuras	Visual/ultrassom
Soldaduras	Visual/ultrassom
Apertos/parafusos	Visual/ultrassom
Fadiga/desgaste	Simulador/Manual do fabricante

Anexo VII – Metodologia para obter o certificado

Toda a informação contida no anexo VI teve por base a *Certification of lifetime extension of wind turbines* da DNV GL AS [58].

Esquema de certificação

Uma atividade de certificação é concluída através da emissão de um relatório de certificação. Após a conclusão bem-sucedida da certificação, também é emitida uma declaração de conformidade. Todo este processo será elaborado por uma entidade externa e imparcial de modo a tornar os resultados mais coerentes.

Durante a certificação entidade inspetora deve fornecer comentários de revisão por escrito ao cliente, e em formato eletrónico por correio eletrónico. Para qualquer inspeção de extensão de vida realizada é necessário relatar os acontecimentos críticos ao cliente imediatamente após a inspeção e emitir o relatório.

O relatório descreverá as não-conformidades e possíveis recomendações de melhoria.

Os relatórios, declarações de conformidade e certificados serão entregues mediante o contrato com o promotor. Caso se verifiquem não-conformidades será emitido um relatório provisório até que sejam efetuadas as operações necessárias para o bom funcionamento da turbina. Deste modo, são possíveis três opções para entregar:

- Não há itens pendentes: a integridade estrutural da turbina foi comprovada e serão emitidos os devidos certificados e declarações.
- Itens pendentes que não coloquem em risco a segurança: é emitida uma declaração de conformidade provisória onde discrimina quais os componentes que devem ser revistos ou alterados.
- Itens críticos que colocam em risco a segurança: não será emitida nenhuma declaração de conformidade até que os devidos componentes sejam alvo de retificação ou substituição.

Validade e manutenção de declarações e certificados

O período de validade de qualquer declaração de conformidade e qualquer certificado para extensão da vida útil da turbina no documento entregue ao promotor, e terá uma validade de acordo com o estado da turbina eólica. As declarações e certificados provisórios têm um

prazo máximo de validade de um ano, pelo que nesse período de tempo deverão ser realizadas todas as intervenções necessárias para a continuidade de operação.